

**DESARROLLO DE UNA APLICACIÓN QUE FACILITE EL DISEÑO DE LAS LÍNEAS  
DE TRANSMISIÓN QUE SE ENCUENTRAN EN LA REGIÓN CARIBE**

**CRISTIAN MARTÍNEZ MONTES**

**RONALD ENRIQUE DÍAZ ROMERO**



**UNIVERSIDAD DE LA COSTA**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**INGENIERIA ELECTRICA**

**BARRANQUILLA**

**2017**

**DESARROLLO DE UNA APLICACIÓN QUE FACILITE EL DISEÑO DE LAS LÍNEAS  
DE TRANSMISIÓN QUE SE ENCUENTRAN EN LA REGIÓN CARIBE**

**CRISTIAN MARTÍNEZ MONTES**

**RONALD ENRIQUE DÍAZ ROMERO**

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero

Electricista

Director académico:

**JORGE IVAN SILVA**

Ingeniero Electricista

**UNIVERSIDAD DE LA COSTA**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**INGENIERIA ELECTRICA**

**BARRANQUILLA**

**2017**

**Dedicatoria**

José y Ana: Quiero dedicar este proyecto que es el fruto de mi esfuerzo a ustedes, gracias a su sacrificio, entrega, sustento y apoyo. Ustedes me enseñaron que las personas deben de tener alas para alcanzar sus sueños, que en la vida se debe ser altruista y que las mejores cosas toman su tiempo. A ustedes les debo todo...

**Agradecimientos**

Expreso mis más profundos agradecimientos a:

- Al Ingeniero Jorge Silva Ortega, tutor de este proyecto, por su acompañamiento y su acertada asesoría.
- Al Ingeniero Juan Carlos Zarur, por ser una guía personal y profesional en esta etapa de mi vida, por sus oportunos aportes académicos y por mostrarme con su ejemplo el camino a seguir.
- A la Ingeniera Milagros Olmos, por darme consejos acertados, mucha comprensión y por su colaboración a este proyecto.
- Al Ingeniero Manuel Zúñiga, por su colaboración en el desarrollo de las simulaciones en el proyecto realizado.
- A la empresa Ingeniería y Soluciones Especializadas ISES S.A.S, por darme la oportunidad de crecer profesionalmente en estos cinco años de experiencia.

# **Contenido**

|   |    |
|---|----|
| Dedicatoria .....   | 3  |
| Agradecimientos .....   | 4  |
| Resumen .....   | 10 |
| Abstract .....  | 12 |
| Lista de tablas .....   | 14 |
| Lista de figuras .....  | 15 |
| Introducción .....  | 17 |
| Justificación.....  | 18 |
| Planteamiento del problema .....  | 19 |
| Objetivos .....   | 20 |
| Objetivo General .....  | 20 |
| Objetivos específicos .....   | 20 |
| Capítulo 1: Fundamentos para el diseño de líneas de transmisión en alta tensión ..... | 21 |
| 1.1 Criterios para el diseño de una línea de transmisión .....                        | 21 |
| 1.1.1 Descripción del trazado .....   | 21 |
| 1.1.2 Características generales del proyecto tipo .....                               | 21 |
| 1.1.3 Características del conductor .....   | 22 |
| 1.1.4 Tipos de aisladores y su configuración .....                                    | 22 |
| 1.1.5 Herrajes y accesorios de los conductores .....                                  | 23 |
| 1.1.6 Información meteorológica .....   | 23 |
| 1.1.7 Nivel de contaminación.....   | 25 |

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 1.1.8  | Distancias de seguridad.....                                 | 25 |
| 1.1.9  | Selección de aislamiento.....                                | 25 |
| 1.1.10 | Coordinación de aislamiento para cadenas de suspensión ..... | 26 |
| 1.1.11 | Descargas atmosféricas.....                                  | 26 |
| 1.1.12 | Capacidad térmica de los conductores.....                    | 26 |
| 1.2    | Coordinación de aislamiento.....                             | 27 |
| 1.2.1  | Clasificación y características de las sobretensiones. ....  | 27 |
| 1.2.2  | Diseño de coordinación de aislamiento.....                   | 28 |
| 1.3    | Metodología para el cálculo del conductor de fases. ....     | 38 |
| 1.3.1  | Características eléctricas .....                             | 38 |
| 1.3.2  | Resistencia de los conductores.....                          | 39 |
| 1.3.3  | Regulación de tensión .....                                  | 39 |
| 1.3.4  | Pérdidas de efecto joule: <b><math>IR^2</math></b> .....     | 40 |
| 1.3.5  | Pérdidas por efecto corona .....                             | 41 |
| 1.3.6  | Capacidad térmica del conductor .....                        | 43 |
| 1.4    | Campos Eléctricos y Magnéticos. ....                         | 49 |
| 1.4.1  | Ionización y no-ionización.....                              | 49 |
| 1.4.2  | Campos eléctricos .....                                      | 49 |
| 1.4.3  | Teoría de imágenes.....                                      | 50 |
| 1.4.4  | Cálculo del campo eléctrico. ....                            | 51 |
| 1.4.5  | Campos magnéticos.....                                       | 55 |

|                               |   |    |
|-------------------------------|---|----|
| 1.4.6                         | Cálculo de campos magnéticos. ....  | 56 |
| 1.4.7                         | Valores límites de exposición a campos eléctricos magnéticos. ....                      | 58 |
| Capítulo 2: Metodología ..... |   | 60 |
| 2.1                           | Análisis de los datos de entrada .....  | 60 |
| 2.2                           | Descripción de los datos de los valores de entrada .....                                | 61 |
| 2.3                           | Utilización de base datos de conductores de fases .....                                 | 61 |
| 2.4                           | Metodología de cálculos.....  | 63 |
| 2.4.1                         | Metodología para el cálculo de las pérdidas de efecto corona.....                       | 64 |
| 2.4.2                         | Metodología para el cálculo capacidad térmica del conductor en estado estacionario..... | 65 |
| 2.4.3                         | Metodología para la selección de aislamiento.....                                       | 66 |
| 2.4.4                         | Metodología para el cálculo de campos electromagnéticos .....                           | 67 |
| 2.5                           | Desarrollo de la aplicación.....  | 68 |
| 2.5.1                         | Lenguaje de programación utilizado .....  | 68 |
| 2.6                           | Configuraciones antes de ejecutar la aplicación. ....                                   | 68 |
| 2.6.1                         | Activar la pestaña de programador.....  | 68 |
| 2.6.2                         | Desactivación de antivirus (opcional) .....   | 69 |
| 2.7                           | Inicialización de la aplicación. ....   | 69 |
| 2.8                           | Interfaz de la aplicación. ....   | 71 |
| 2.9                           | Datos de entrada. ....  | 71 |
| 2.10                          | Pérdidas por efecto corona .....  | 74 |
| 2.11                          | Pérdidas de potencia por efecto joule .....   | 79 |

|                              |   |     |
|------------------------------|---|-----|
| 2.12                         | Cálculo capacidad térmica del conductor .....                 | 80  |
| 2.13                         | Cálculo de aislamiento.....                                   | 82  |
| 2.14                         | Cálculo de resistencia mecánica de aisladores y herrajes..... | 83  |
| 2.15                         | Cálculos de campos eléctricos y magnéticos.....               | 84  |
| 2.16                         | Ayudas dinámicas de la aplicación.....                        | 87  |
| Capítulo 3: Resultados ..... |   | 89  |
| 3.1                          | Características generales del proyecto .....                  | 89  |
| 3.2                          | Cálculo de pérdidas por efecto corona .....                   | 90  |
| 3.2.1                        | Cálculo del dm <sub>g</sub> distancia media geométrica.....   | 90  |
| 3.2.2                        | Cálculo de la tensión critica disruptiva. ....                | 91  |
| 3.2.3                        | Cálculo de pérdidas de potencia por efecto joule.....         | 92  |
| 3.3                          | Cálculo de la capacidad térmica del conductor.....            | 93  |
| 3.3.1                        | Determinación de valores ambientales.....                     | 94  |
| 3.3.2                        | Perdidas por convección natural .....                         | 95  |
| 3.3.3                        | Cálculo de las pérdidas por radiación .....                   | 95  |
| 3.3.4                        | Cálculo de calor ganado por el sol .....                      | 95  |
| 3.3.5                        | Flujo total del calor solar.....                              | 96  |
| 3.3.6                        | Resistencia eléctrica a 100° c.....                           | 99  |
| 3.3.7                        | Resumen de resultados .....                                   | 99  |
| 3.4                          | Cálculo de aislamiento .....                                  | 99  |
| 3.4.1                        | Selección del nivel de contaminación .....                    | 99  |
| 3.4.2                        | Selección del espaciamiento del aire.....                     | 100 |



|                    |  |     |
|--------------------|--|-----|
| 3.4.3              | Determinación de la distancia de fuga .....    | 101 |
| 3.4.4              | Cálculo del CFO.....                           | 101 |
| 3.4.5              | Cálculo mecánico de aisladores y herrajes..... | 101 |
| 3.5                | Cálculo de campos electromagnéticos .....      | 102 |
| 3.5.1              | Campos eléctricos .....                        | 103 |
| 3.5.2              | Campos magnéticos.....                         | 103 |
| Conclusiones ..... |  | 104 |
| Referencias .....  |  | 105 |

### **Resumen**

El proyecto se basa en el desarrollo de una aplicación en Visual Basic for Applications donde toma referencias de normas nacionales e internacionales. Esta aplicación contará con un marco teórico un desarrollo experimental y un manual de usuario.

La idea principal de este proyecto partió en la problemática donde los softwares para el cálculo de diseño eléctricos, en este caso líneas de transmisión, son demasiados costosos, y desarrollar hojas de cálculo conlleva muchas horas extras de trabajo y estas no están al alcance de todos, al igual que los softwares de diseño. Adicional a esto se planteó considerar las normas nacionales e internacionales en un solo compendio para llevar un orden en el proceso de diseño.

Esta aplicación tiene en cuenta en el desarrollo del código la normativa aplicable, donde el usuario debe de introducir los valores de entrada para que internamente desarrolle todos los cálculos. Las normas que se utilizaron para el diseño de la aplicación fueron validadas con otros estándares y a partir de consultas a personas con experiencia en el área se escogieron las que aplicaban al alcance de este proyecto. Un ejemplo de estos son los cálculos de los campos electromagnéticos, actualmente hay dos normas que son muy reconocidas, una es la IEEE 644-1994 Estándar (Procedures for Measurement of Power Frequency Electric and Magnetic Fields from AC Power Lines) y la otra el EPRI AC (Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above) comúnmente conocido como el libro rojo. En el caso de este proyecto se escogió el procedimiento del libro rojo del EPRI, debido a que explica con detalle el procedimiento y es un libro reconocido por los diseñadores de líneas de transmisión en la costa caribe colombiana. La ventaja de esta aplicación es que el usuario no tiene necesidad de ver el proceso de iteración

entre los cálculos o las formulas dependiente a otras, ya que este en el código se encuentra optimizado y resumido.

Un ejemplo de esto son los datos ambientales, la densidad del aire es directamente proporcional a la temperatura y estos datos como tal son de mucha importancia en los cálculos de capacidad térmica del conductor, coordinación de aislamiento y pérdidas por efecto corona, el usuario solo debe de introducir el valor de la temperatura ambiente y el programa se encarga del resto.

***Palabras clave:*** *Software, Microsoft Excel, Visual Basic, líneas de transmisión, normas*

**Abstract**

This Project is based on the development of an application in VBA, this application takes references of national and international standards. This application will have a theoretical framework, an experimental development and an instructive of each of the parameters to be taken when the user designs a transmission line.

The main idea of this Project started in the problematic where the software for the calculation of transmission lines are too expensive and to develop spreadsheets in Microsoft Excel entails many extra hours of work, and these are not within reach of all. When we got the problem identified, it was proposed to make a software that could do such calculations.

This application is based on national and international standards, where the user must enter some input values, so that the software validates them and from there starts to interact with each calculation that requires the transmission line.

The standards that were used for the design of the application were validated with other standards and from consultations to people with experience in the area were chosen those that applied to the scope of this Project.

An example of these are the calculations of electromagnetic fields, there are currently two standards, both are recognized, one is the IEEE 644-1994 Standard Procedures for Measurement of Power Frequency Electric and Magnetic Fields from AC Power Lines and the other the EPRI AC Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above commonly known as the red book.

In this case of this Project the procedure of the red book EPRI was chosen, because it explains in detail the procedure for those calculations and is a book recognized by the designers of transmission lines in the Colombian Caribbean Coast.

The advantage of this application is that the user does not need to see the process of iteration between the calculations or the formulas dependent on others; everything is optimized and summarized in the code.

An example of this is the environmental data, the density of the air is directly proportional to the temperature and these data is very important in the calculations of thermal capacity of the conductor, Insulation Co-ordination and corona effects losses. The user should only enter the value of the ambient temperature and the software takes care of the rest.

In addition to this, the data calculated by the application will be exported in a spreadsheet in Microsoft Excel.

***Keywords:*** *Software, Microsoft Excel, Visual Basic, transmission lines, standards*

**Lista de Tablas**

|   |     |
|---|-----|
| Tabla 1 Características generales de un proyecto de líneas -----  | 22  |
| Tabla 2 Distancias de fugas mínimas recomendadas-----   | 29  |
| Tabla 3 Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones-----   | 33  |
| Tabla 4 Correlacion entre tensiones no disruptivas normalizadas al impulso de rayo y distancias<br>en el aire minimas ----- | 34  |
| Tabla 5 Criterios para la selección de un aislador. -----   | 36  |
| Tabla 6 Límite de regulación según ntc 1340 -----   | 40  |
| Tabla 7 Valores límites de exposición a campos electromagnéticos-----   | 59  |
| Tabla 8 Datos generales del proyecto de líneas -----  | 89  |
| Tabla 9 Datos de entrada para el cálculo de pérdidas por efecto corona -----  | 90  |
| Tabla 10 Datos de entrada para el cálculo de la capacidad térmica del conductor-----  | 93  |
| Tabla 11 Coeficientes polinómicos para la intensidad del calor generado por el sol-----                                     | 96  |
| Tabla 12 Constantes del azimuth del sol en función del ángulo del sol-----  | 98  |
| Tabla 13 Nivel de contaminación según IEC -----   | 100 |
| Tabla 14 Distancia de soportabilidad ante sobretensiones tipo rayo-----   | 101 |
| Tabla 15 Datos de entrada para el cálculo de los campos electromagnéticos -----   | 102 |

### Lista de figuras

|  |    |
|--|----|
| Figura 1 Impacto de un rayo en un cable de guarda. ....                            | 31 |
| Figura 2 Impacto de un rayo en una estructura. ....                                | 32 |
| Figura 3 Teorema de las imágenes.....  | 51 |
| Figura 4 Conductores y sus imágenes.....   | 52 |
| Figura 5 Campo eléctrico desde la carga de la línea.....                           | 54 |
| Figura 6 Campo magnético de un conductor. ....                                     | 57 |
| Figura 7 Análisis de datos de entrada. ....  | 61 |
| Figura 8 Descripción de los datos de entrada.....                                  | 61 |
| Figura 9 Base de datos de conductores. ....  | 62 |
| Figura 10 Flujograma para los cálculos eléctricos en líneas at. ....               | 63 |
| Figura 11 Flujograma para pérdidas por efecto corona. ....                         | 65 |
| Figura 12 Flujograma para el cálculo de la capacidad térmica del conductor. ....   | 65 |
| Figura 13 Flujograma para la selección del aislamiento.....                        | 66 |
| Figura 14 Flujograma para el cálculo de los campos electromagnéticos.....          | 67 |
| Figura 15 Activación de la función de programador en microsoft excel.....          | 69 |
| Figura 16 Hojas de cálculos disponibles.....                                       | 70 |
| Figura 17 Botón de comando para iniciar la aplicación.....                         | 70 |
| Figura 18 Interfaz de la pestaña de datos de entrada. ....                         | 72 |
| FIGURA 19 Base de datos de conductores de fase.....                                | 72 |
| Figura 20 Lista desplegable de los conductores incluidos en la base de datos. .... | 73 |
| Figura 21 Interfaz calculo perdidas efecto corona. ....                            | 74 |
| Figura 22 Datos de entrada para el cálculo de pérdidas por efecto corona. ....     | 75 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 23 Cálculo del dmg en circuito sencillo. ....                                   | 76 |
| Figura 24 Cálculo del dmg y rmg en doble circuito.....                                 | 77 |
| Figura 25 Cálculo del dmg y rmg en doble circuito.....                                 | 77 |
| Figura 26 Interfaz de pérdidas por efecto joule. ....                                  | 79 |
| Figura 27 Interfaz de cálculo para la capacidad térmica del conductor. ....            | 82 |
| Figura 28 Interfaz de cálculo para el cálculo de aislamiento. ....                     | 83 |
| Figura 29 Selección del nivel de contaminación.....                                    | 83 |
| Figura 30 Interfaz cálculo resistencia mecánica de aisladores y herrajes. ....         | 84 |
| Figura 31 Inserción de coordenadas y tensión para el cálculo del campo eléctrico.....  | 85 |
| Figura 32 Inserción de la corriente para calcular la componente real e imaginaria..... | 85 |
| Figura 33 Botones de comando para el cálculo eléctrico y magnético. ....               | 85 |
| Figura 34 Gráfica de campos eléctricos de la línea.....                                | 86 |
| Figura 35 Gráfica de campos eléctricos de la línea.....                                | 87 |
| Figura 36 Ejemplo de ayuda dinámica.....   | 88 |
| Figura 37 Ayuda dinámica en la pestaña de datos de entrada.....                        | 88 |



### **Introducción**

Un país en desarrollo conlleva a un incremento en la demanda energética proporcional a su crecimiento, con esto, es necesario realizar planes de expansión para la costa caribe y en general para el país, para poder suplir con la creciente demanda que trae consigo el progreso.

Un proyecto de expansión energético implica la construcción de nuevas subestaciones eléctricas, nuevas líneas de transmisión, nuevas líneas de distribución, entre otros, necesarios para que este nuevo sistema de potencia se acople a la perfección con el sistema de transmisión nacional actual y proporcione la seguridad, confiabilidad y flexibilidad que se requiere.

La mayoría de empresas dedicadas a la ingeniería eléctrica se encuentran enfocadas en el diseño y ejecución de proyectos de baja tensión y uso final, pero son muy pocas las que se dedican al diseño de líneas de transmisión, una de las principales razones de que esto ocurra se le atribuye al grado de complejidad que posee el diseño de una de estas líneas, que va desde seleccionar el tipo de aisladores a utilizar hasta memorias de cálculos para las estructuras con sus respectivos esfuerzos mecánicos, fuerza de vientos, etc.

Como consecuencia de las pocas empresas que realizan diseño de líneas, son las mismas empresas las que siempre realizan los estos trabajos, y con poca competencia, ocasiona un alza en el precio de estos proyectos, pero ¿qué sucedería si se contara con una herramienta que le permitiera realizar el diseño de las líneas de alta tensión?, ¿Entrarían nuevas empresas a este mercado poco explorado?

### **Justificación**

En el diseño de líneas de transmisión en alta tensión existen normas a nivel internacional que nos permiten analizar cada uno de los componentes, tales como la coordinación de aislamiento, apantallamiento, efecto corona, distancias de seguridad, selección de conductores, diseño de malla puesta a tierra, entre otros.

Cabe destacar que estas normas son muy costosas y como consecuencia, muchas empresas de consultoría ubicadas en la región caribe no pueden adquirirlas, ni tampoco cuentan con una herramienta que les facilite el diseño de líneas de transmisión.

El objetivo principal de este proyecto de grado se centra en el desarrollo de una herramienta y/o software que permita realizar el diseño de las líneas de transmisión requeridas por el cliente, que permita a las PYME entrar a este mercado que actualmente es casi exclusivo, para generar una competencia sana que permita reducir el costo de este tipo de proyectos, contribuyendo así a que se implementen muchos más planes de expansión energéticos, impulsando aún más el desarrollo del país.

### **Planteamiento del problema**

En el diseño de líneas de transmisión de alta tensión hay normas a nivel internacional y nacional que permiten analizar, desarrollar e implementar cálculos eléctricos, tales como la coordinación de aislamiento, apantallamiento, pérdidas eléctricas, distancias de seguridad y regulación de tensión.

Estas normas son realizadas por instituciones, concejos internacionales e instituciones de investigación establecen unos precios altos que muchas empresas y universidades les cuesta adquirirlas, sumándole a esta problemática el no contar con un instructivo para el diseño de líneas de transmisión en alta tensión.

Partiendo por el planteamiento anterior, nos formulamos la siguiente pregunta para darle solución a esta problemática:

¿Hay una aplicación que recopile varias normas nacionales e internacionales para los cálculos eléctricos en una línea de transmisión en alta tensión?

## **Objetivos**

### **Objetivo General**

Desarrollar una aplicación que recopile varios cálculos eléctricos en el diseño de líneas de transmisión en alta tensión aplicados en la región caribe, para determinar parámetros en la selección del conductor, herrajes y aisladores.

### **Objetivos específicos**

- Establecer los parámetros incidentes y criterios básicos en el diseño de líneas de transmisión en alta tensión.
- Desarrollar una herramienta que facilite hacer los cálculos de líneas de transmisión.
- Desarrollar un manual de usuario que permita al usuario tener una guía base para hacer los cálculos en la aplicación.
- Validar la aplicación en un caso aplicado.

## **Capítulo 1: fundamentos para el diseño de líneas de transmisión en alta tensión**

### **1.1 Criterios para el diseño de una línea de transmisión**

El diseño de una línea debe estar acorde con las indicaciones del operador de red, o cliente de la zona del proyecto, así como lo establecido por la normativa nacional aplicable y a lo recomendado por las organizaciones internacionales que continuamente contribuyen al estado del arte del diseño de líneas de transmisión de energía eléctrica.

Las normas nacionales y guías aplicables al diseño se citan a continuación:

- Reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE).
- NTC 2050.
- Resolución 098 de 2000 por la cual se modifica el Anexo CC1 del Código de conexión (Resolución GREG-025 de 1995), CREG, 2000.

Otras normas y/o guías de diseño que sean requeridas, serán referenciadas en el documento.

#### **1.1.1 Descripción del trazado**

El trazado de las líneas está basado en la selección de la ruta ejecutada por el operador de red, donde se establecen los vértices de la línea. Esta ruta será verificada en campo durante la ejecución de un levantamiento topográfico y dependiendo de este hacer los ajustes necesarios.

#### **1.1.2 Características generales del proyecto tipo**

En la tabla 1 se detalla las características generales de los proyectos que están dentro del alcance de este documento.

*Tabla 1 Características generales de un proyecto de líneas*

|                                |                                   |
|--------------------------------|-----------------------------------|
| Principio de línea             | Subestación X                     |
| Fin de la línea                | Subestación Y                     |
| Localización del proyecto      | País/Departamento/Ciudad          |
| Categoría del terreno          | B-C-D Según norma (ASCE 74/2009)  |
| Longitud de la línea           | Longitud total de la línea        |
| Nivel de tensión               | 115 kV                            |
| Número de circuitos            | A determinar                      |
| Conductor de fases             | ACSR-ACAR-AAAC                    |
| Tipo de estructuras (Material) | Estructuras metálicas, o en poste |
| Estructuras en suspensión      | Triangular, Rectangular.          |
| Estructuras en retención       | Triangular, Rectangular.          |
| Aisladores                     | Porcelana, vidrio, poliméricos    |

Criterios generales para el diseño de líneas de transmisión. Fuente elaboración propia.

### **1.1.3 Características del conductor**

El conductor de fases aplicado se le debe realizar la verificación de su capacidad de corriente, se calcularán las pérdidas técnicas y regulación de tensión.

La selección del cable de guarda estará basada en la capacidad de corriente ante eventos de cortocircuito y descargas atmosféricas, partiendo de estos datos se empleará el tipo de cable.

### **1.1.4 Tipos de aisladores y su configuración**

El aislamiento de las líneas puede ser mediante aisladores de porcelana, de vidrio o poliméricos. Las características eléctricas y mecánicas serán seleccionadas de acuerdo con el

estudio de coordinación de aislamiento, apantallamiento y desempeño de la línea contra descargas atmosféricas.

### **1.1.5 Herrajes y accesorios de los conductores**

Se define como todos los herrajes o elementos utilizados para la fijación de los aisladores a la estructura, los de fijación del conductor al aislador y los de fijación del cable de guarda a la estructura. Los herrajes deben de cumplir con el numeral 17.7 del reglamento de instalaciones eléctricas RETIE.

Los herrajes típicos que se utilizan en los proyectos de líneas son:

#### ***1.1.5.1. Grilletes***

Sus dimensiones y características mecánicas están normalizados en la norma NTC 29957(Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, 2013).

#### ***1.1.5.2. Grapas de suspensión y retención***

Las grapas de retención y suspensión van de acuerdo a las normas NTC 2772 y NTC 2973(Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, 2011a, 2011b) y según los cálculos que se apliquen al proyecto específico.

#### ***1.1.5.3. Empalmes***

Los empales por lo general son de tipo tubular de compresión, ya que son apropiados para el conductor y para el cable de guarda. Los empalmes estarán conformados por una junta tubular de aluminio para que la conductividad no falle.

### **1.1.6 Información meteorológica**

Los parámetros meteorológicos necesarios para el diseño de una línea son(ASCE: American Society of Civil Engineers, 2009):

**1.1.6.1. Viento máximo**

Es el valor de la velocidad de viento supuesta en el sitio de construcción de la línea y que tiene un periodo de retorno de 50 años. Esta velocidad se asume que actúa a 10 m sobre el nivel del suelo y durante un lapso de tiempo de 3 segundos.(ASCE: American Society of Civil Engineers, 2009)

**1.1.6.2. Viento reducido**

Es el valor de la velocidad de viento supuesta en el sitio de la línea y que tiene un periodo de retorno de 3 años. Se asume que actúa a 10 m sobre el nivel del suelo y durante un lapso de tiempo de 3 segundos(ASCE: American Society of Civil Engineers, 2009).

**1.1.6.3. Temperatura coincidente**

Es el valor de la temperatura ambiente que corresponde al promedio de las temperaturas diarias mínimas propias del sitio de la línea. (ASCE: American Society of Civil Engineers, 2009)

**1.1.6.4. Temperatura mínima**

Es el valor de la temperatura ambiente mínima supuesta en el sitio de la línea y que tiene un periodo de retorno de 50 años (o una probabilidad anual del 2% de tenerse un valor inferior).(ASCE: American Society of Civil Engineers, 2009)

**1.1.6.5. Temperatura promedio**

Es el valor de la temperatura ambiente que corresponde al promedio de las temperaturas diarias medias propias del sitio de la línea(ASCE: American Society of Civil Engineers, 2009).

**1.1.6.6. Temperatura máxima**

Es el valor de la temperatura ambiente máxima supuesta en el sitio de la línea y que tiene un periodo de retorno de 50 años (o una probabilidad anual del 2% de tenerse un valor superior).



#### **1.1.6.7. Nivel cerámico**

Es el número de días al año en los cuales se presentan descargas atmosféricas.

#### **1.1.7 Nivel de contaminación**

De acuerdo con la IEC 60071 el área de influencia se saca de la tabla 1 de distancias de fuga recomendadas.

#### **1.1.8 Distancias de seguridad.**

La línea a diseñar debe de mantener una operación confiable y segura, para eso se deberán respetar las distancias mínimas de seguridad para que, durante su vida útil, no presenten accidentes por riesgo eléctrico.

#### **1.1.9 Selección de aislamiento.**

Partiendo del nivel de contaminación de la zona y los esfuerzos eléctricos requeridos se seleccionará el tipo de aislamiento.

El aislamiento de la línea se seleccionará para resistir las sobretensiones presentes en el área del sistema debidas a baja frecuencia, maniobras y descargas atmosféricas. Por ende, las distancias mínimas de fuga, necesarias para definir la longitud de los aisladores y las dimensiones de los brazos de las estructuras, se determinarán para esfuerzos eléctricos debidos a sobretensiones atmosféricas y de maniobra.

Teniendo en cuenta todo esto y de acuerdo con los resultados se calculará:

- Distancias mínimas de seguridad.
- Longitud de los aisladores.
- Distancias de fuga de aislamiento.

- Balanceo del conjunto cadena y conductor.

#### **1.1.10 Coordinación de aislamiento para cadenas de suspensión**

Para el dimensionamiento de los brazos de las estructuras que soportarán los aisladores, se considerarán los espaciamientos mínimos requeridos para resistir esfuerzos eléctricos entre el conductor y la estructura, y entre conductores de distinta fase a mitad del vano.

Debido al efecto del viento, el cual produce balanceo de las cadenas y conductores, los espaciamientos se ven reducidos, por lo que se verificará que se guarden las distancias mínimas de seguridad.

#### **1.1.11 Descargas atmosféricas**

Para mejorar el desempeño de la línea ante las descargas atmosféricas, se debe de diseñar un cable de guarda, la selección se hace a partir de la configuración de la estructura, en la cual se determinará su ubicación para lograr un apantallamiento efectivo.

#### **1.1.12 Capacidad térmica de los conductores**

Este proyecto se basará en la metodología del IEEE Standard 738 del 2006, el cual calcula la relación corriente-temperatura de los conductores aéreos desnudos.

## **1.2 Coordinación de aislamiento**

El objetivo de este ítem es establecer las características mecánicas y eléctricas mínimas del aislamiento de la línea a diseñar, garantizando su correcta operación.

### **1.2.1 Clasificación y características de las sobretensiones.**

La primera clasificación de las sobretensiones se basa en el origen, puede ser interna o externa a la red. Las sobretensiones que son de origen externo son las originadas por un rayo. Las sobretensiones de origen interno son causadas por sobretensiones temporales y de maniobra, son causadas por operaciones de cierre y apertura de interruptores. Están provocan un proceso transitorio que puede terminar originando no solo sobretensiones sino, sobre corrientes. Teniendo en cuenta lo anterior, podemos distinguir las sobretensiones de la siguiente manera(Velasco, 2008):

#### ***1.2.1.1. Sobretensiones temporales***

Son de larga duración y de frecuencia igual o próxima a la frecuencia de operación.

#### ***1.2.1.2. Sobretensiones de frente lento***

Son originadas por maniobras, tienen una corta duración y se presentan con una gama de frecuencias que varía entre 2 y 20 KHz.

#### ***1.2.1.3. Sobretensiones de frente rápido***

Son generalmente causadas por el rayo, son de duración muy corta y de amplitud muy superior a la tensión de creta nominal.

#### ***1.2.1.4. Sobretensiones de frente muy rápido***

Se originan generalmente con faltas y maniobras en subestaciones SF6 su duración es de pocos microsegundos, y su frecuencia es generalmente superior a 1 MHz.

### **1.2.2 Diseño de coordinación de aislamiento.**

#### ***1.2.2.1. Nivel de contaminación.***

De acuerdo con la clasificación de la IEC 60071-2, el área de influencia de la línea a diseñar se saca de esta tabla(Commission, 2006).

Tabla 2 Distancias de fugas mínimas recomendadas

| Nivel de contaminación | Ejemplos de ambientes típicos   | Distancia de fuga nominal mínima mm/kV |
|------------------------|---|--|
| I Ligera               | - Áreas sin industrias y de baja densidad de casas equipadas con plantas de calentamiento   | 16,0                                   |
|                        | - Áreas agrícolas   |  |
|                        | - Áreas montañosas  |  |
| II Media               | - Áreas con industrias que no producen humo particularmente contaminante.   | 20,0                                   |
|                        | - Áreas con alta densidad de casas y/o industrias sometidas a vientos y/o lluvias frecuentes  |  |
|                        | - Áreas expuestas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calentamiento que producen contaminación. |  |
|                        | - Áreas expuestas al viento de mar, pero no demasiado cerca de las costas   |  |
| III Fuerte             | - Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calentamiento que producen contaminación.           | 25,0                                   |

|               |  |      |
|---------------|--|------|
|               | - Áreas cercanas al mar, o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar.   |      |
|               | - Áreas generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial, que producen depósitos conductores particularmente espesos.                |      |
| IV Muy Fuerte | - Áreas generalmente de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a la espuma del mar, o a vientos muy fuertes y vientos contaminantes provenientes del mar. | 31,0 |
|               | - Áreas desiertas, caracterizadas por largos periodos sin lluvia, expuestas a vientos fuertes que transportan arena y sal y sometidas a condensación regular               |      |

Nota: Se recomienda aplicar esta tabla solamente a aislamientos de vidrio o porcelana y no cubre algunas situaciones ambientales, como el hielo y nieve en contaminación fuerte, áreas áridas, etc.

Tabla tomada de la norma IEC 60071-2 Insulation Co.Ordination – Application guide (IEC: International Electrotechnical Commission, 1996).

### 1.2.2.2. *Espaciamiento en aire.*

El espaciamiento mínimo en aire, sirve para garantizar la soportabilidad ante las sobretensiones por impulsos tipo rayo, se determina a partir de la IEC 60071-2(IEC: International Electrotechnical Commission, 1996)

Se escoge las sobretensiones por impulsos tipo rayo porque la propagación de una sobretensión atmosférica por una línea tiene lugar a una velocidad próxima a la de la luz; durante esta propagación tanto el valor de la cresta como el tiempo de subida se ven fuertemente amortiguados debido al efecto pelicular y al efecto corona(Velasco, 2008).

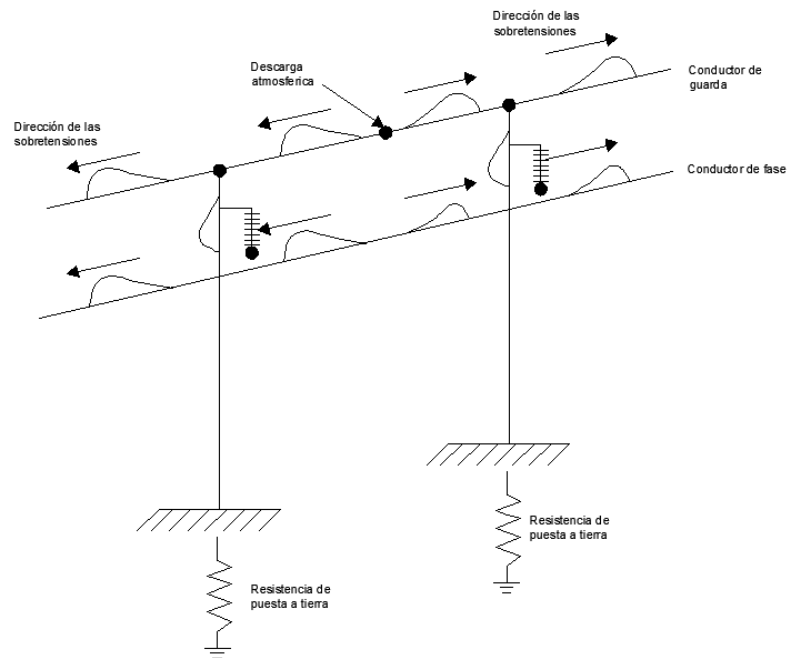


Figura 1 Impacto de un rayo en un cable de guarda.

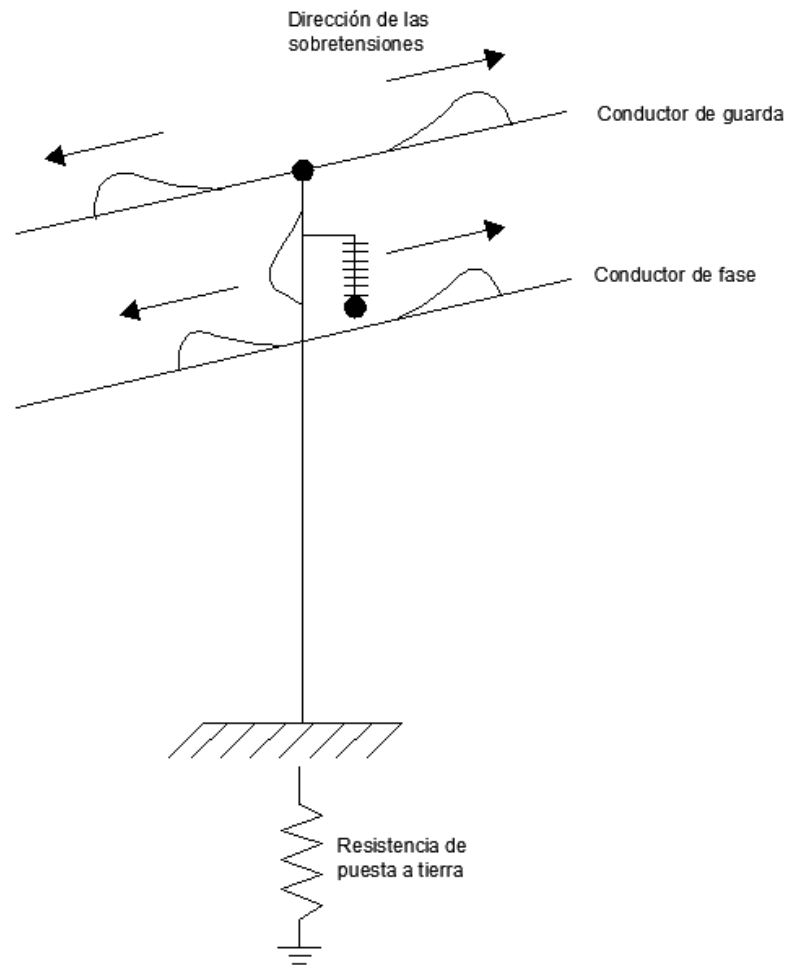


Figura 2 Impacto de un rayo en una estructura.

Para determinar el espaciamiento en el aire también se debe tener en cuenta la tabla 2 de la IEC 60071-1 que determina las tensiones normalizadas de soportabilidad que están asociadas con la tensión máxima para equipos, tomaremos el rango I porque el alcance del proyecto está hasta líneas de 115 kV(Commission, 2006).



*Tabla 3 Niveles de aislamiento normalizados para las tensiones*

| <b>Tensión nominal</b> | <b>Tensión</b>         | <b>Tensión</b>            | <b>Tensión</b>             |
|------------------------|------------------------|---------------------------|----------------------------|
| <b>Vn</b>              | <b>asignada máxima</b> | <b>soportada asignada</b> | <b>soportada asignada</b>  |
| <b>kV(eficaz)</b>      | <b>del equipo Um</b>   | <b>al impulso tipo</b>    | <b>de corta duración a</b> |
|                        | <b>kV (eficaz)</b>     | <b>rayo Up</b>            | <b>frecuencia</b>          |
|                        |                        | <b>kV (pico) BIL</b>      | <b>industrial Ud</b>       |
|                        |                        |                           | <b>kV (eficaz)</b>         |
| 115                    | 123                    | 550                       | 230                        |
| 145                    | 145                    | 550                       | 275                        |
| 230                    | 245                    | 1050                      | 460                        |

Tabla 2: Norma IEC 60071-2 Insulation Co.Ordination – Aplication guide (IEC: International Electrotechnical Commission, 1996).

Teniendo identificado la tensión soportada asignada al impulso tipo rayo, tomamos la tabla A.1 de la IEC 60071-2 para determinar la separación mínima en una eventual sobretensión tipo rayo(IEC: International Electrotechnical Commission, 1996).

*Tabla 4 Correlacion entre tensiones no disruptivas normalizadas al impulso de rayo y distancias en el aire minimas*

| Tensión no disruptiva<br>normalizada al impulso tipo<br>rayo (kV) | Distancias en el aire mínimas (mm) |                      |
|---|------------------------------------|----------------------|
|   | Estructura punta                   | Estructura conductor |
| 550   | 1100                               | -                    |
| 1050  | 2100                               | 1900                 |

Tabla A1: Norma IEC 60071-2 Insulation Co.Ordination – Aplication guide(IEC: International Electrotechnical Commission, 1996).

### **1.2.2.3. Aislamiento.**

Para la selección del aislamiento del proyecto se deberá tener en cuenta el aspecto técnico y económico, esto considerando el nivel de confiabilidad establecido para la línea del proyecto. El principal factor que afecta esta selección son las características ambientales y climáticas de la zona.

Las líneas con una tensión inferior a 230 kV, las distancias eléctricas se determinan partiendo de las sobretensiones de impulso y de frecuencia industrial. Estas distancias, afectarán directamente el diseño de la geometría de los apoyos del proyecto, las cuales deberán garantizar la separación mínima entre conductores con respecto a elementos aterrizados y a otros conductores. El nivel de aislamiento de los aisladores deberá brindar protección frente a sobretensiones y contaminación.

**1.2.2.4. Determinación de la distancia de fuga mínima del aislador a partir del nivel de contaminación.**

$$D_f = V_m \cdot k_f \cdot k_t$$

**Donde:**

$D_f$ : Distancia de fuga mínima del aislador (mm)

$V_m$ : Tensión máxima del sistema fase-fase (kV)

$k_f$ : Distancia de fuga específica mínima nominal (mm/kV<sub>f-f</sub>)

$k_t$ : Factor de corrección atmosférico.

La norma IEC 60071-2 define el factor de corrección atmosférico en función de la densidad relativa del aire y de la humedad de la siguiente manera (IEC: International Electrotechnical Commission, 1996):

$$k_t = k_1 \times k_2$$

Donde:

$k_t$ : Factor de corrección atmosférico.

$k_1$ : Factor de corrección en función de la densidad del aire.

$k_2$ : Factor de corrección en función de la humedad.

$k_1$  Es la función de la densidad del aire y se define de la siguiente manera:

$$k_1 = e^{m(\frac{H}{8150})}$$

Donde:

H: Altura en metros sobre el nivel del mar.

m: 1, para tensiones soportadas de coordinación a impulsos atmosféricos y temporales.

La IEC 60071-2 dice que la variación de la rigidez dieléctrica del aire depende principalmente de la densidad de éste, se puede asumir que la humedad y temperatura permanecen **constantes** a los valores de las condiciones atmosféricas estandarizadas. Teniendo en cuenta lo anterior:

$$k_1 = k_1 = e^{m(\frac{H}{8150})}$$

#### 1.2.2.5. Determinación de la tensión crítica de contorno, cfo (kv)

La tensión crítica de contorno o flameo viene dada según la IEC 60071-2 por la siguiente expresión:

$$CFO = \frac{BIL}{(1 - 1,3\sigma)}$$

Donde  $\sigma = 3\%$  para descargas atmosféricas y  $6\%$  para operaciones de maniobra.

Es necesario seleccionar un aislador que cumpla con las siguientes características:

Tabla 5 Criterios para la selección de un aislador.

|                      |                                 |
|----------------------|---------------------------------|
| > Mayor que          | La distancia de fuga calculada. |
| $\geq$ Mayor o igual | El <b>CFO</b> .                 |

que

Que cumpla la distancia mínima entre el conductor y la estructura.

(Tabla A.1 IEC 60071-2)

Condiciones que debe de cumplir el aislador. Fuente: Elaboración propia.

**1.2.2.6. Cálculo mecánico de aisladores y herrajes.**

El cálculo de la resistencia mecánica requerida para los aisladores y herrajes de las líneas está basado en lo establecido en el RETIE.

**1.2.2.7. Resistencia mecánica de aisladores.**

La resistencia requerida para cada aislador se da de la siguiente manera(IEC: International Electrotechnical Commission, 2003):

$$R_{ins} = \frac{Q_{50}}{\varphi_N \cdot \varphi_S \cdot \varphi_Q \cdot \varphi_C}$$

**$R_{ins}$ :** Resistencia característica de un aislador (kN)

**$Q_{50}$ :** Efecto de la carga mecánica, aplicada al aislador, producida por un evento climático con período de retorno de 50 años (kN). Equivale al 50% de la carga de rotura del conductor.

**$\varphi_N$ :** Factor de resistencia que depende del número de estructuras que estarían expuestas al efecto de la carga  $Q_{50}$ . El valor se saca de las tablas 10, 11 y 18 de la IEC 60826.

**$\varphi_S$ :** Factor de resistencia relacionado con la confiabilidad del componente. El valor a adoptar se saca en el numeral 7.3.6 de la IEC 60826.

**$\varphi_Q$ :** Factor de resistencia que tiene en cuenta el control de calidad en el proceso de fabricación del componente. El valor se adopta según la tabla 20 de la IEC 60826.

**$\varphi_C$ :** Factor de resistencia que tiene en cuenta el límite de exclusión para la resistencia característica del componente. Valor adoptado de acuerdo con el numeral 7.3.6 de la IEC 60826.

Si se aplica el concepto probabilístico de la IEC 60826, respecto al estado límite establecido para la condición de confiabilidad, el límite de daño recomendado para aisladores equivaldrá al

70% de la carga mínima de rotura del aislador.(IEC: International Electrotechnical Commission, 2003)

#### **1.2.2.8. Carga de rotura de los herrajes.**

Al momento de calcular la carga de rotura de los herrajes se deben de seguir los lineamientos que nos exige el RETIE, el cual establece que las grapas de retención y los empalmes deberán soportar una tensión mecánica en el cable mínimo del 90% de su carga de rotura, sin causar deslizamientos(Ministerio de minas y Energía, 2013).

### **1.3 Metodología para el cálculo del conductor de fases.**

Al momento de hacer la selección del conductor de fases, se tiene que verificar los siguientes factores:

- Regulación de tensión de la línea.
- Efecto Joule.
- Efecto Corona.
- Capacidad térmica del conductor.

Para el diseño de líneas se asumirá un factor de potencia de 0.9, establecido por la resolución 018 del 2005 de la CREG.(CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2005)

#### **1.3.1 Características eléctricas**

Los parámetros eléctricos de las líneas eléctricas de transmisión (R, L, C) son usados para evaluar el comportamiento eléctrico del sistema de potencia. Dependiendo del fenómeno a estudiar se requerirán diferentes parámetros, por ejemplo, para el flujo de carga y los transitorios electromecánicos los parámetros a utilizar son la secuencia positiva. En los cálculos de corriente

de cortocircuito (transitorio) se necesitan los cálculos de las secuencia positiva/negativa/cero.(CIGRÉ:International Council on Large Electric Systems, 2017)

### 1.3.2 Resistencia de los conductores.

La resistencia de los conductores  $R$  se puede encontrar en los catálogos de los fabricantes. El valor de la resistencia se da en  $\Omega/km$  a 50 o 60 Hz y está dada en función de la sección del conductor.(CIGRÉ:International Council on Large Electric Systems, 2017)

La resistencia de los conductores de las líneas de transmisión es la causa más importante de pérdida de potencia de ellas. El término “resistencia” a menos que sea calificado específicamente, se refiere a la resistencia efectiva. La resistencia efectiva de un conductor se define de la siguiente manera:

$$R = \frac{\text{pérdida de potencia en el conductor}}{I^2}$$

Donde la potencia está en Watts y la corriente en amperios.(Grainger & Stevenson, 1996)

### 1.3.3 Regulación de tensión

La regulación de tensión para una línea se realiza mediante la siguiente formula:

$$\%Reg = \frac{|V_S| - |V_R|}{|V_R|}$$

Donde:

$V_S$ = Tensión de fase en el extremo emisor, (kV).

$V_r$ = Tensión de fase en el extremo receptor, (kV).

Para la regulación de tensión de una línea se debe tener en cuenta la topología de la red.

### 1.3.3.1. Límite de regulación de tensión

En condiciones normales de suministro, aparte de las interrupciones, para cada periodo de semana, el 95% de los valores eficaces promediados en 10 minutos deben situarse en el intervalo definido por las columnas de tensión máxima y tensión mínima, según el nivel de tensión de la línea(ICONTEC, 2004).

Tabla 6 Límite de regulación según NTC 1340

| Clasificación<br>(Según GREG<br>025/95) | Nivel de<br>tensión     | Tensión Nominal (V)                  |                                       | Tensión<br>máxima<br>(% de la<br>nominal) | Tensión<br>mínima<br>(% de la<br>nominal) |
|---|-------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|---|---|
|   |                         | Sistema                              | Sistema                               |   |   |
|   |                         | trifásico de<br>3 o 4<br>Conductores | monofásico<br>de 2 o 3<br>conductores |   |   |
| Alta tensión<br>(Nivel 4)               | Mayor o                 | 66000                                | -                                     | +10                                       | -10                                       |
|   | igual a 62000           | 115000                               | -                                     |   |   |
|   | V y menor a<br>230000 V | 230000                               | -                                     |   |   |

Límites de regulación de tensión establecidos por la NTC 1340.

### 1.3.4 Pérdidas de efecto joule: $IR^2$

Una de las principales causas en pérdidas en una línea aérea son las perdidas por Efecto Joule, por eso se debe de hacer una correcta selección y diseño del conductor, teniendo en cuenta el aspecto técnico económico. La potencia gastada en los conductores por efecto joule, reduce la eficiencia del sistema eléctrico.(CIGRÉ:International Council on Large Electric Systems, 2017)



Las pérdidas por efecto Joule depende únicamente de la transferencia de potencia por la línea, del tipo de conductor y del factor de carga del sistema; este factor se tiene en cuenta dado que la transferencia de potencia por la línea no es constante en el tiempo.

$$p = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot f$$

Donde:

$p$ : son las pérdidas trifásicas por Efecto Joule, (kW) (Samuel Ramirez, 2004)

$I$ : es la corriente de fase, (A)

$R$ : es la Resistencia AC por fase, ( $\Omega/\text{km}$ )

$f$ : es el Factor de pérdidas

$$f = (0.3) \cdot q + (0.7) \cdot q^2$$

Donde:

$q$ : es el factor de carga, para cargas típicas residenciales, el valor es de 0,7

### 1.3.5 Pérdidas por efecto corona

El efecto corona es un fenómeno que se produce en las líneas de transmisión bajo ciertas circunstancias. Se manifiesta como un halo luminoso alrededor del conductor y dado que este es de sección circular, el halo se presenta en forma de corona.

En los procesos elementales que intervienen en el efecto corona en las líneas de transmisión, se libera energía, la que se manifiesta en forma de calor, luminosidad, radiaciones electromagnéticas, generación de productos químicos (ozono), ruido que produce interferencias en un amplio rango de frecuencias e incluso vibraciones mecánicas. Toda esta energía liberada

proviene del campo eléctrico de la línea y por lo tanto es parte de la energía que se transmite, constituyendo las pérdidas corona.

La pérdida corona para condiciones climáticas de buen tiempo es insignificante en conductores bien dimensionados. No obstante, esta pérdida está siempre presente y representa una cierta cantidad de energía consumida por la línea. Sin embargo, para condiciones de mal tiempo, estas pérdidas pueden ser del orden de 100 veces las pérdidas en caso de buen tiempo y puede variar en un factor 10 entre lluvia fuerte y leve.

Para el cálculo de pérdidas se utilizan métodos que se diferencian esencialmente por el tipo de conductor de la línea en cuestión.(Osorio, 2006)

#### ***1.3.5.1. Método de f.w. peek***

El fenómeno corona ha sido estudiado, entre otros, por F. W. Peek, quien mediante observaciones empíricas desarrolló fórmulas para el estudio cuantitativo de éste en el caso de cilindros paralelos, de superficie lisa. La pérdida corona  $P_{PEEK}$ , en kW/km/fase, queda expresada en la fórmula(F.W Peek, 1920):

$$P_{PEEK} = \frac{241}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{R}{D}} (V - V_d)^2 \cdot 10^{-5}$$

Donde:

$\delta$ : Densidad relativa del aire.

$f$ : Frecuencia del sistema, en Hz.

$R$ : Radio del conductor, en cm.

$D$ : Distancia efectiva entre fases, en cm.

V: Tensión efectiva fase neutro, en kV.

$V_d$ : Tensión efectiva critica disruptiva, en kV.

$$V_d = g_0 \cdot m_0 \cdot R \cdot \delta \cdot \ln\left(\frac{D}{R}\right)$$

Se toman estos valores supuestos para m:

Para conductor liso: 1

Para conductor áspero o envejecido: 0.93-0.98

Para conductor en hebras: 0.80-0.87

$g_0$ : 21.07 Kvef/cm

P: Presión atmosférica en mm de Hg.

T: Temperatura ambiental en Celsius.

Peek tampoco consideró en la expresión propuesta condiciones climáticas adversas, las cuales pueden ser incorporadas sustituyendo el valor de “ $m_0$ ” por un factor “m” que incluya dichas condiciones.(F.W Peek, 1920; Osorio, 2006)

### 1.3.6 Capacidad térmica del conductor

La formulación empleada, se basa en la metodología del IEEE Standard 738 del 2006, el cual calcula la relación corriente-temperatura de conductores aéreos desnudos.

En esta norma, se consideran condiciones ambientales constantes en el tiempo, y se supone que la corriente eléctrica es constante, o variable, pero con cambios en escalón desde una corriente inicial a una final. Además, en este se recomienda que cada usuario haga una valoración de los datos meteorológicos y de las características del conductor que mejor

representen las condiciones particulares del área donde se ubica la línea de transmisión. (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013)

La ecuación mostrada en este estándar elimina la ganancia de calor por efectos magnéticos y las pérdidas de calor por evaporación. Esto debido a que no son significativas en comparación a los otros valores de la ecuación. Solo se presentarán las ecuaciones en régimen permanente a pesar de que el estándar también entrega el modelo para régimen transitorio.

#### ***1.3.6.1. Equilibrio térmico en régimen permanente***

La ecuación de balance de calor y la correspondiente corriente en el conductor para temperatura  $T_c$  son (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013):

$$Q_c + Q_r = Q_s + I^2 R(T_c)$$

$$I = \sqrt{\frac{Q_c + Q_r - Q_s}{R(T_c)}}$$

Donde:

$Q_c$ : Pérdidas de calor por convección W/m

$Q_r$ : Pérdidas por radiación W/m

$Q_s$ : Radiación total solar y del cielo irradiado  $W/m^2$

$R(T_c)$ : Resistencia AC del conductor en función a la temperatura.

En esta ecuación la norma considera que las pérdidas de calor por convección y radiación no depende linealmente de la temperatura del conductor, por lo que para resolver la ecuación se hace uso de un proceso iterativo. Se supone una corriente y una temperatura en el conductor, posteriormente se calculan las pérdidas de calor y con esto la corriente que permite esta

temperatura. Al comparar la corriente dada con la calculada, se incrementa o disminuye la temperatura del conductor hasta que ambas corrientes sean iguales.(Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013; Lizana, 2014)

Para calcular la capacidad térmica en régimen permanente del conductor se usan los siguientes valores(Lizana, 2014):

- Máxima temperatura permisible: entre 75 y 150 (en °C)
- Condiciones meteorológicas:
  - Velocidad de viento: entre 0.6 y 1.2 (en m/s)
  - Temperatura ambiente: entre 30 y 45 (en °C).

#### **1.3.6.2.    *Perdidas por convección.***

Las pérdidas por convección se dividen por lo general en dos tipos, convección natural (Viento nulo) y convección forzada.

La convección natural ocurre cuando las condiciones del aire frío rodea el conductor caliente y este se calienta, luego este se reemplaza por aire fresco(Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013).

La convección forzada ocurre cuando el movimiento del aire pasa por el conductor y este se lleva el aire caliente producido por el conductor. Se calcula para baja velocidad del viento y para alta velocidad del viento.(Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013)

#### **1.3.6.3.    *Para baja velocidad del viento:***

$$Q_{c1} = \left[ 1.01 + 0.0372 \left( \frac{D \cdot \rho_f \cdot V_w}{\mu_f} \right)^{0.52} \right] k_f k_{angle} (T_c - T_a)$$

Donde:

$Q_{c1}$ : Pérdida de calor por convección para baja velocidad de viento, en W/m

$k_f$ : Conductividad termal del aire a temperatura, en W/m °C

$k_{angle}$ : Factor de dirección de viento.

$\rho_f$ : Densidad del aire, en kg/m<sup>3</sup>

$\mu_f$ : Viscosidad dinámica del aire, en Pa-s

#### 1.3.6.4. Viento rápido

$$Q_{c2} = \left[ 0.0119 \left( \frac{D \cdot \rho_f \cdot V_w}{\mu_f} \right)^{0.60} \right] k_f k_{angle} (T_c - T_a)$$

Donde:

$Q_{c2}$ : Pérdida de calor por convección para alta velocidad de viento (en W/m)

#### 1.3.6.5. Viento nulo (convección natural)

$$Q_{cn} = 0.0205 \cdot \rho_f^{0.5} \cdot D^{0.75} \cdot (T_c - T_a)^{1.25}$$

$Q_{cn}$ : Pérdida de calor por convección para viento nulo (en W/m)

$$T_f = \frac{T_c + T_a}{2}$$

$$k_{angle} = 1.194 - \cos \varphi + 0.194 \cdot \cos 2\varphi + 0.368 \cdot \sin 2\varphi$$

Donde:

$T_c$ : Temperatura promedio del límite de la capa. °C

$\varphi$ : Angulo entre la dirección del viento y el eje del conductor.

Con esto se considera que:

$$Q_c = \text{Max}\{Q_{c1}, Q_{c2}, Q_{cn}\}$$

### 1.3.6.6. *Pérdidas por radiación*

Cuando el conductor es calentado por encima de la temperatura ambiente, la energía es transmitida por la radiación de su entorno. La velocidad en la que se irradia la energía depende primeramente en la diferencia de la temperatura entre el conductor con respecto a la temperatura ambiente.(Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013; Lizana, 2014)

$$q_r = 17.8 \cdot D_0 \cdot \varepsilon \cdot \left[ \left( \frac{T_s + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] W/m$$

Donde:

$Q_r$ : Pérdida de calor por radiación emitida por el conductor en W/m

### 1.3.6.7. *Ganancia solar*

El sol le suministra energía al conductor, la cantidad de calor liberada por el conductor depende de la posición del sol, que se define como la constante solar (cantidad de energía por metro cuadrado en la atmosfera de la tierra)(Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013).

$$Q_s = \alpha \cdot Q_{se} \cdot \sin(\theta) \cdot A'$$

Donde:

$Q_s$ : Ganancia de calor por la radiación solar (W/m)

$$\theta = \arccos[\cos(H_c) \cdot \cos(Z_c - Z_1)]$$

$Z_c$ : Azimuth del sol.

$Z_1$ : Azimuth de la línea

$H_c$ : Altitud del sol en grados.

La norma Std. IEEE 738 (Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors) explica que los metales más usados como conductores, la temperatura no varía linealmente. Sin embargo, recomienda considerar valores entre 25 y 75°C para régimen estacionario, y hasta 175°C para régimen transitorio.

$$R(T_c) = \left[ \frac{R(T_{alta}) - R(T_{baja})}{T_{alta} - T_{baja}} \right] \cdot (T_c - T_{baja}) + R(T_{baja})$$



## **1.4 Campos Eléctricos y Magnéticos.**

Los campos eléctricos y magnéticos son generados por cargas eléctricas y por el movimiento entre ellas (Corriente eléctrica).

Cuando el cambio de frecuencia de estos campos es bajo, se pueden separar en campos eléctricos (en función de la tensión) y campos magnéticos (en función de la corriente). (Electric Power Research Institute, 2005)

El método utilizado para el cálculo de los campos eléctricos y magnéticos se basa en la metodología EPRI: AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above.

### **1.4.1 Ionización y no-ionización.**

Los campos eléctricos y magnéticos son suficientemente bajos en su magnitud y frecuencia por ende no son causantes de ionización. Los sistemas de potencia y los campos magnéticos pertenecen a la porción del espectro electromagnético que no es ionizante. Los campos eléctricos y magnéticos son ionizantes cuando son capaces de expulsar sus electrones las orbitas de un átomo, su frecuencia oscila entre  $10^{16} Hz$  y  $10^{22} Hz$ . Por ende, los campos que están por debajo de  $10^{16} Hz$  son considerados como no Ionizantes, pero pueden ser capaces de producir energía a través del calor. (Electric Power Research Institute, 2005)

### **1.4.2 Campos eléctricos**

Es una alteración del espacio, que hace que las partículas cargadas, experimenten una fuerza debido a su carga, es decir, si en una región determinada una carga eléctrica experimenta una fuerza, entonces en esa región hay un campo eléctrico. El campo eléctrico es producido por la presencia de cargas eléctricas estáticas o en movimiento. Su intensidad en un punto depende de

la cantidad de cargas y de la distancia a éstas. A este campo también se le conoce como campo electrostático debido a que su intensidad en un punto no depende del tiempo.(Ministerio de minas y Energía, 2013)

El campo eléctrico natural originado en la superficie de la tierra es de aproximadamente 100 V/m, mientras que en la formación del rayo se alcanzan valores de campo eléctrico hasta de 500 kV/m.(Ministerio de minas y Energía, 2013)

El campo eléctrico artificial es el producido por todas las instalaciones y equipos eléctricos contruidos por el hombre, como: Líneas de transmisión y distribución, transformadores, electrodomésticos y máquinas eléctricas.(Ministerio de minas y Energía, 2013)

En este caso, la intensidad del campo eléctrico en un punto depende del nivel de tensión de la instalación y de la distancia a ésta, así: A mayor tensión mayor intensidad de campo eléctrico, y a mayor distancia menor intensidad de campo eléctrico. La intensidad del campo eléctrico se mide en (V/m) o (kV/m). Esta medida representa el efecto eléctrico sobre una carga presente en algún punto del espacio.(Ministerio de minas y Energía, 2013)

### **1.4.3 Teoría de imágenes**

Ideado por lord Kelvin en 1848, el método de imágenes es de uso frecuente para determinar  $V$ ,  $E$ ,  $F$  y  $\rho_s$  debidas a cargas en presencia de conductores. Este método prescinde de la ecuación de Poisson o Laplace, pues se funda en el supuesto de una superficie conductora equipotencial. Aunque no es aplicable a cualquier problema electrostático, puede simplificar problemas muy complejos.(N & O, 2003)

La teoría de las imágenes establece que una configuración de carga dada sobre un plano conductor perfecto e infinito conectado a tierra puede reemplazarse por la propia configuración de carga, su imagen y una superficie equipotencial en sustitución del plano conductor. (N & O, 2003)

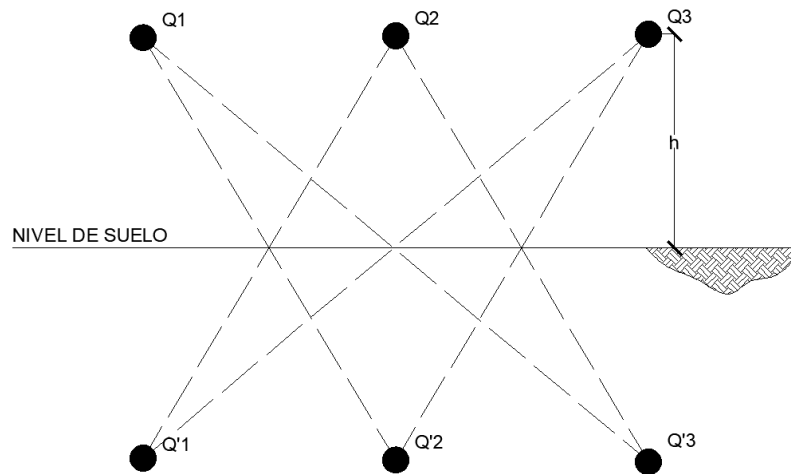


Figura 3 Teorema de las imágenes.

#### 1.4.4 Cálculo del campo eléctrico.

Para el cálculo del campo eléctrico generado por la línea de transmisión se tienen las siguientes asunciones:

- Los Campos Eléctricos en las proximidades de líneas de transmisión se calculan asumiendo que no hay cargas libres en el espacio.
- El cambio que produce efecto corona en el campo generado por el conductor es insignificante.
- La Tierra se asume como un conductor perfecto porque el tiempo requerido por las cargas

para redistribuirse sobre la superficie de la Tierra, bajo la acción de un cambio en el campo aplicado, es extremadamente pequeño (0,1 a 100 ns) comparado con el período de la frecuencia industrial.

Las cargas distribuidas en la superficie del conductor son serán simuladas como cargas dispuestas en el centro del conductor. Las en la superficie de la tierra son simuladas como una carga espejo igual en magnitud, pero con polaridad opuesta a la de las cargas en los conductores.

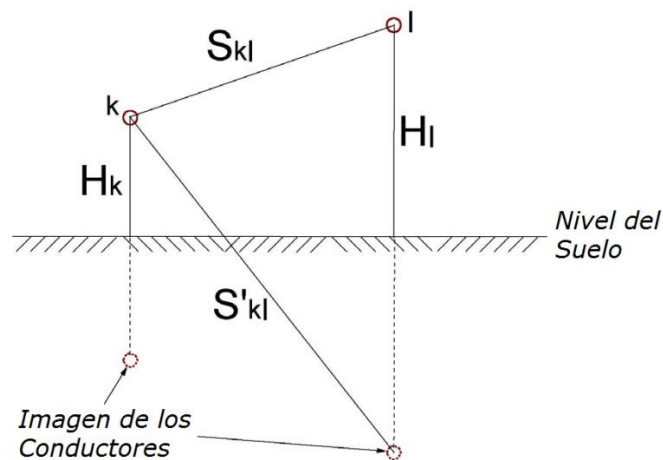


Figura 4 Conductores y sus imágenes.

El campo eléctrico en un punto del espacio puede ser calculado a partir de las cargas. Las cargas son calculadas conociendo la tensión,  $V_k$ , aplicada a cada conductor,  $k$ , y la geometría del caso (Electric Power Research Institute, 2005)

$$[Q] = [P]^{-1} \cdot [V]$$

Donde:

$[Q]$ : Carga de la línea (C/m)

$[V]$ : Tensión del conductor en voltios

$[P]$ : Matriz de los coeficientes de Maxwell

Las cargas y tensiones son expresadas como números complejos. El valor rms de las componentes real e imaginaria están dados por:

$$v_r(t) = \sqrt{2} \cdot V \cos(\varphi) \cos(\omega t)$$

$$v_i(t) = \sqrt{2} \cdot V \sin(\varphi) \cos(\omega t + 90)$$

Con respecto a la carga expresada en (C/m):

$$[Q_r] = [P]^{-1} \cdot [V_r]$$

$$[Q_i] = [P]^{-1} \cdot [V_i]$$

Los coeficientes de potencial para un sistema de conductores paralelos se expresan de la siguiente manera:

$$P_{kk} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln\left(\frac{4H_k}{d_k}\right)$$

$$P_{kl} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln\left(\frac{S'_{kl}}{S_{kl}}\right)$$

Donde:

$P_{kk}$ : Potencial del propio conductor  $k$ .

$P_{kl}$ : Coeficiente de potencial mutuo entre conductores  $k$  e  $l$ .

$d_k$ : Diámetro del conductor  $k$  (m).

$H_k$ : Distancia entre el suelo y el conductor  $k$  (m).

$S_{kl}$ : Distancia entre el conductor  $k$  y el conductor  $l$  (m).

$S'_{kl}$ : Distancia entre el conductor  $k$  y su imagen (m).

$\varepsilon$ : Permitividad del medio=  $8.854 \cdot 10^{-12} \text{ F/m}$

La carga de cada conductor contribuye al campo eléctrico. El campo eléctrico es calculado adicionando la contribución de todas las cargas. En la siguiente Figura se representa el campo eléctrico en el punto de medición M causado por la carga de la línea Qk.

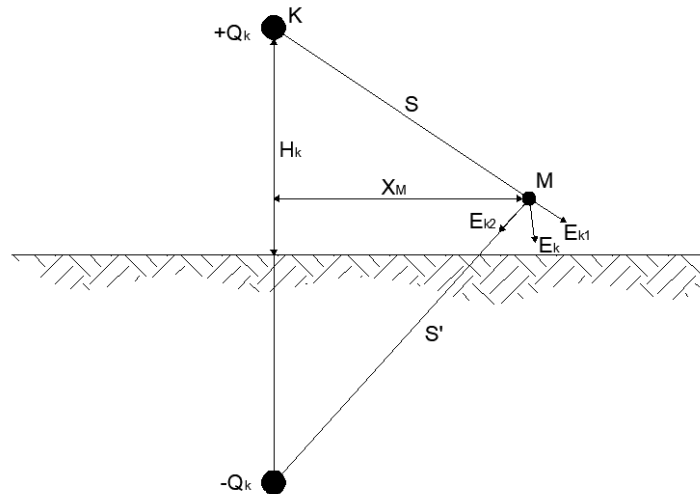


Figura 5 Campo eléctrico desde la carga de la línea.

$X_M$  y  $H_M$  son, respectivamente, la distancia horizontal del conductor  $k$  y la altura del punto de medida M.  $H_k$  indica la distancia entre el suelo y el conductor. La magnitud de las componentes horizontal y vertical del campo eléctrico generado por el conductor  $k$ , está dada por las siguientes ecuaciones:

$$\tilde{E}_{kx} = \frac{(\tilde{Q}_{rk} + j\tilde{Q}_{ik})}{2\pi\varepsilon} \cdot \left[ \frac{X_M}{X^2 + (H_k - H_M)^2} - \frac{X_M}{X^2 + (H_k + H_M)^2} \right]$$

$$\tilde{E}_{ky} = \frac{(\tilde{Q}_{rk} + j\tilde{Q}_{ik})}{2\pi\epsilon} \cdot \left[ \frac{H_M - X_M}{X^2 + (H_k - H_M)^2} - \frac{H_M + H_K}{X^2 + (H_k + H_M)^2} \right]$$

Las componentes del campo eléctrico son calculadas adicionando la contribución de todos los conductores:

$$\tilde{E}_x = \sum_k \tilde{E}_{kx} = E_{rx} + jE_{ix}$$

$$\tilde{E}_y = \sum_k \tilde{E}_{ky} = E_{ry} + jE_{iy}$$

El valor rms real e imaginario, de los componentes vertical y horizontal caracteriza la intensidad del campo eléctrico, por tanto:

$$E_{rms} = \sqrt{E_{rx}^2 + E_{ix}^2 + E_{ry}^2 + E_{iy}^2}$$

#### 1.4.5 Campos magnéticos.

Es una alteración del espacio donde las cargas eléctricas en movimiento generan una fuerza proporcional a su velocidad y a su carga. Es producido por imanes o por corrientes eléctricas. Su intensidad en un punto depende de la magnitud de la corriente y de la distancia a esta o de las propiedades del imán y de la distancia. Este campo también se conoce como magnetostático debido a que su intensidad en un punto no depende del tiempo. (Ministerio de minas y Energía, 2013).

En la superficie de la tierra la inducción del campo magnético natural es máxima en los polos magnéticos (cerca de 70  $\mu\text{T}$ ) y mínima en el ecuador magnético (cerca de 30  $\mu\text{T}$ ).

El campo magnético es originado por la circulación de corriente eléctrica. Por tanto, todas las instalaciones y equipos que funcionen con electricidad producen a su alrededor un campo magnético que depende de la magnitud de la corriente y de la distancia a ésta, así: a mayor corriente, mayor campo magnético y a mayor distancia menor densidad de campo magnético.

En teoría, se debería hablar de intensidad de campo magnético, pero en la práctica se toma la densidad de flujo magnético, que se representa con la letra B y se mide en teslas. (Ministerio de minas y Energía, 2013).

#### 1.4.6 Cálculo de campos magnéticos.

El campo magnético generado por líneas de transmisión puede ser calculado con suficiente precisión mediante un análisis bidimensional simplificado. El cual tiene en cuenta las siguientes asunciones:

- Los conductores forman líneas infinitas paralelas entre sí.
- La presencia de la tierra puede ser simulada por imágenes de los conductores ubicadas a una profundidad compleja que puede ser muy lejana, por tanto, las imágenes pueden ser despreciadas sin perder precisión.

Considerando un conductor k con una corriente  $I_k$  y un ángulo de fase  $\Phi_k$ . La corriente puede ser expresada como la suma de sus componentes real e imaginario:

$$\tilde{I}_k = I_{kr} + jI_{ki}$$



La componente real del campo magnético generado  $B_{kr}$  por el componente real de la corriente,  $I_{kr}$ , y su magnitud está dada por la siguiente ecuación:

$$B_{kr} = 2 \cdot 10^{-7} \frac{I_{kr}}{D_{kM}}$$

Dónde:

$I_{kr}$ : Corriente del conductor en amperios.

$D_{kM}$ : Distancia entre el conductor k y el punto de medición M (m)

$B_{kr}$ : Componente real del campo magnético generado por el conductor k en teslas.

En la siguiente figura se muestra como se hace el cálculo del campo magnético partiendo de un sistema de coordenadas.

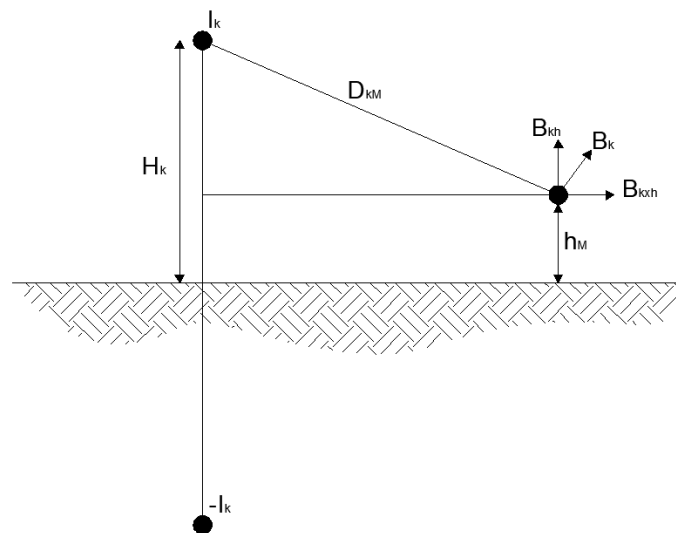


Figura 6 Campo magnético de un conductor.

Para n número de conductores, los componentes real e imaginario del campo magnético horizontal y vertical se calculan por separado y luego son sumados:

$$B_{rx} = \sum_{k=1}^n B_{krx} \quad B_{rh} = \sum_{k=1}^n B_{krh}$$

$$B_{ix} = \sum_{k=1}^n B_{kix} \quad B_{ih} = \sum_{k=1}^n B_{kih}$$

Los componentes horizontal y vertical del campo magnético serán:

$$B_x = \sqrt{B_{rx}^2 + B_{ix}^2} \quad , \quad B_h = \sqrt{B_{rh}^2 + B_{ih}^2}$$

La densidad de flujo magnético resultante será:

$$B = \sqrt{B_x^2 + B_h^2}$$

#### 1.4.7 Valores límites de exposición a campos eléctricos magnéticos.

Una línea de transmisión genera campos tanto eléctricos como magnéticos, sin importar el nivel de tensión de esta, por lo tanto, debe tener en cuenta la población que estará en contacto con estos campos con el fin de evitar su exposición a altos valores que puedan generar trastornos en la salud.

El RETIE establece los valores límites de los campos electromagnéticos a los cuales las personas podrán estar expuestas (Ministerio de minas y Energía, 2013).

*Tabla 7 Valores límites de exposición a campos electromagnéticos*

| Tipo de exposición  | Intensidad de             | Densidad de                   |
|---|---------------------------|-------------------------------|
|   | campo eléctrico<br>(kV/m) | flujo magnético<br>( $\mu$ T) |
| Exposición ocupacional en un día<br>de trabajo de ocho horas    | 8,3                       | 1000                          |
| Exposición del público en general<br>hasta ocho horas continuas | 4,16                      | 200                           |

Tabla sacada del ítem de campos electromagnéticos del RETIE (Ministerio de Minas y Energía, 2013).

## **Capítulo 2: Metodología**

La presente investigación se basó en el cálculo de parámetros eléctricos en una línea de transmisión. Los cálculos se realizan a través de una aplicación desarrollada en Visual Basic for Applications Versión 6.

El modelo de desarrollo de la aplicación se basó en el modelo en cascada debido a que la aplicación requiere de un análisis de los datos de entrada, para luego estructurar internamente el diseño.

En el diseño se hace los cálculos de todos los parámetros eléctricos, teniendo en cuenta sus restricciones y que factores intervienen.

En la implementación se realizan las validaciones pertinentes de los cálculos y se verifica si cumple con las condiciones y características identificadas.

Una de las ventajas de escoger esta metodología es que el software como tal es maleable a las nuevas tecnologías, o a una mejora continua sin afectar la integridad del mismo, un ejemplo de esto es desarrollar la aplicación en un lenguaje de programación más completo. Pero se cuenta con una desventaja y es que esta metodología pone en jaque toda la integridad del proceso mientras se construye el sistema, ya que si falla una etapa el programa se verá obligado a reiniciar su proceso de construcción.

### **2.1 Análisis de los datos de entrada**

El análisis de los datos de entrada es simple, el programa valida si los datos de entrada son los correctos para empezar a hacer los cálculos.

```
Private Sub validacion_data_Click()  
'validacion de datos antes de seguir con los calculos  
If entrada_tension.Text > "" And t_maxima.Text > "" And entrada_altura.Text > "" And temp_inc.Text > "" And diametro_entrada.Text > "" Then  
    MsgBox ("Todos los datos de entrada han sido corroborados")  
ElseIf entrada_tension.Text = "" Then  
    MsgBox ("Debe insertar el nivel de tensión para seguir con el cálculo")  
ElseIf t_maxima.Text = "" Then  
    MsgBox ("Debe de insertar el nivel máximo de tensión indicado en la IEC")  
ElseIf entrada_altura.Text = "" Then  
    MsgBox ("Debe de insertar la altura sobre el nivel del mar para seguir con el cálculo")  
ElseIf temp_inc.Text = "" Then  
    MsgBox ("Debe de insertar la temperatura de diseño para seguir con el cálculo")  
ElseIf diametro_entrada.Text = "" Then  
    MsgBox ("Debe de seleccionar el conductor de fases")  
End If
```

Figura 7 Análisis de datos de entrada.

## 2.2 Descripción de los datos de los valores de entrada

La figura 8 presenta la interfaz donde la información es insertada, en ella se muestra la unidad correspondiente para cada dato de entrada.

Figura 8 Descripción de los datos de entrada.

## 2.3 Utilización de base datos de conductores de fases

Para realizar el cálculo eléctrico en una línea de transmisión, es necesario tener una base de datos sólida para los conductores de fases. Para efectos de este proyecto de grado, se escogió una base de datos de conductores ACSR.

En la figura 9 se muestra el código de los conductores de fase a utilizar.

```
'CARGAR BASE DE DATOS DE CONDUCTORES.
Private Sub UserForm_Initialize()
With Coordinacion_Aislamiento.combo_cables
.AddItem "ACSR Turkey 6 AWG"
.AddItem "ACSR Swan 4 AWG"
.AddItem "ACSR Swanate 4 AWG"
.AddItem "ACSR Sparrow 2 AWG"
.AddItem "ACSR Sparate 2 AWG"
.AddItem "ACSR Robin 1 AWG"
.AddItem "ACSR Raven 1/0 AWG"
.AddItem "ACSR Quail 2/0 AWG"
.AddItem "ACSR Pigeon 3/0 AWG"
.AddItem "ACSR Penguin 4/0 AWG"
.AddItem "ACSR Waxwing 266.8 kcmil"
.AddItem "ACSR Partridge 266.8 kcmil"
.AddItem "ACSR Ostrich 300 kcmil"
.AddItem "ACSR Merlin 336.4 kcmil"
.AddItem "ACSR Linnet 336.4 kcmil"
.AddItem "ACSR Oriole 336.4 kcmil"
.AddItem "ACSR Chickadee 397.5 kcmil"
.AddItem "ACSR Brant 397.5 kcmil"
.AddItem "ACSR Ibis 397.5 kcmil"
.AddItem "ACSR Lark 397.5 kcmil"
.AddItem "ACSR Pelican 477 kcmil"
.AddItem "ACSR Flicker 477 kcmil"
.AddItem "ACSR Hawk 477 kcmil"
.AddItem "ACSR Hen 477 kcmil"
.AddItem "ACSR Osprey 556.5 kcmil"
.AddItem "ACSR Parakeet 556.5 kcmil"
.AddItem "ACSR Dove 556.5 kcmil"
.AddItem "ACSR Eagle 556.5 kcmil"
.AddItem "ACSR Peacock 605 kcmil"
.AddItem "ACSR Squab 605 kcmil"
.AddItem "ACSR Wood Duck 605 kcmil"
.AddItem "ACSR Teal 605 kcmil"
.AddItem "ACSR Kingbird 636 kcmil"
.AddItem "ACSR Swift 636 kcmil"
```

Figura 9 Base de datos de conductores.

Al hacer el llamado del listado desplegable del conductor de fases que se encuentra en la figura 8, el programa automáticamente llama los parámetros de ese conductor, por ejemplo, diámetro, carga de rotura, resistencia eléctrica en dc y ac, entre otros. Estos parámetros, para efectos de verificación se encuentran en la hoja de cálculo de base de datos de conductores.

## 2.4 Metodología de cálculos

Para hacer el código de los cálculos fue necesario utilizar flujogramas para hacer una muestra visual de la línea de pasos para llegar a los resultados deseados. Estos flujogramas hacen sencillos el análisis de los cálculos y la comprensión de la metodología.

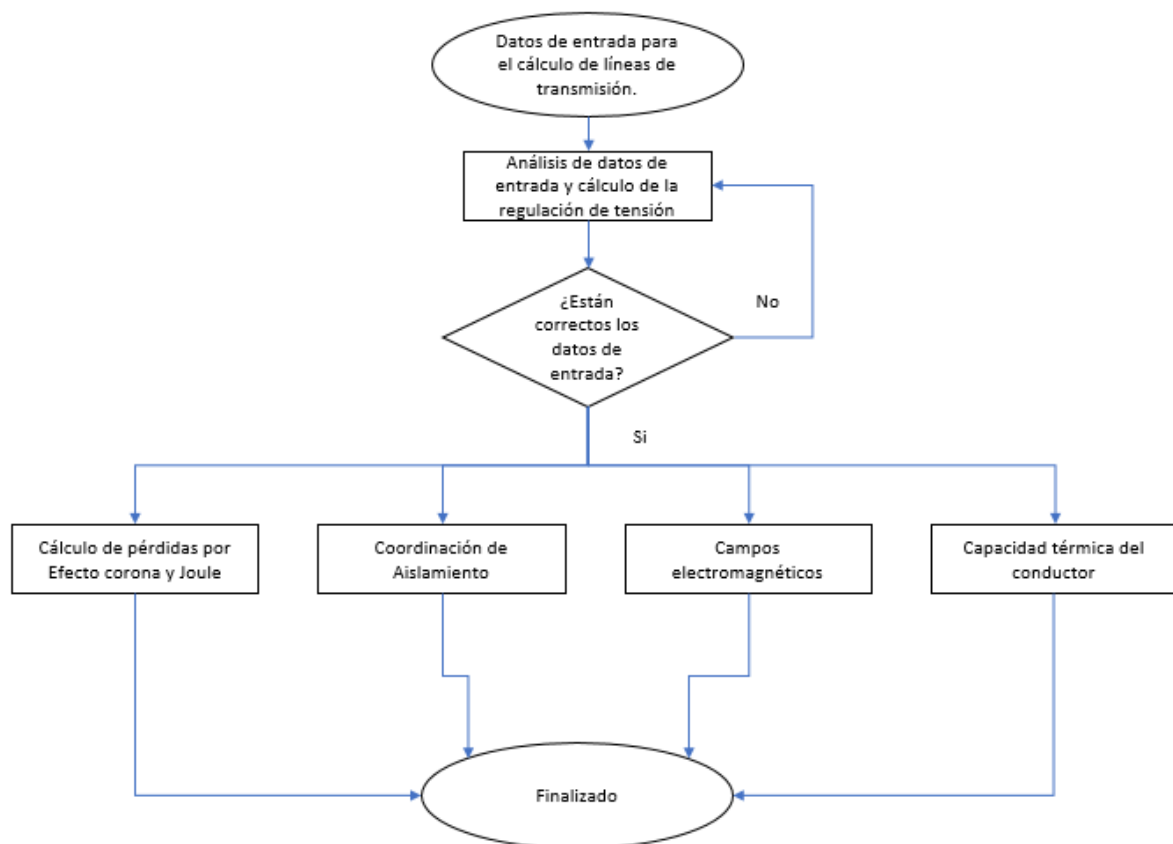


Figura 10 Flujograma para los cálculos eléctricos en líneas AT.

### 2.4.1 Metodología para el cálculo de las pérdidas de efecto corona

En el cálculo de pérdidas por efecto corona se validan los datos de entrada, si estos están errados se vuelven a introducir, se debe de validar que tipo de configuración se va a utilizar, si es doble circuito o circuito sencillo. Luego de determinar el tipo de configuración el código automáticamente calcula las tensiones disruptivas y valida si hay o no perdidas por efecto corona. En la figura 10 se detalla el proceso de este cálculo.

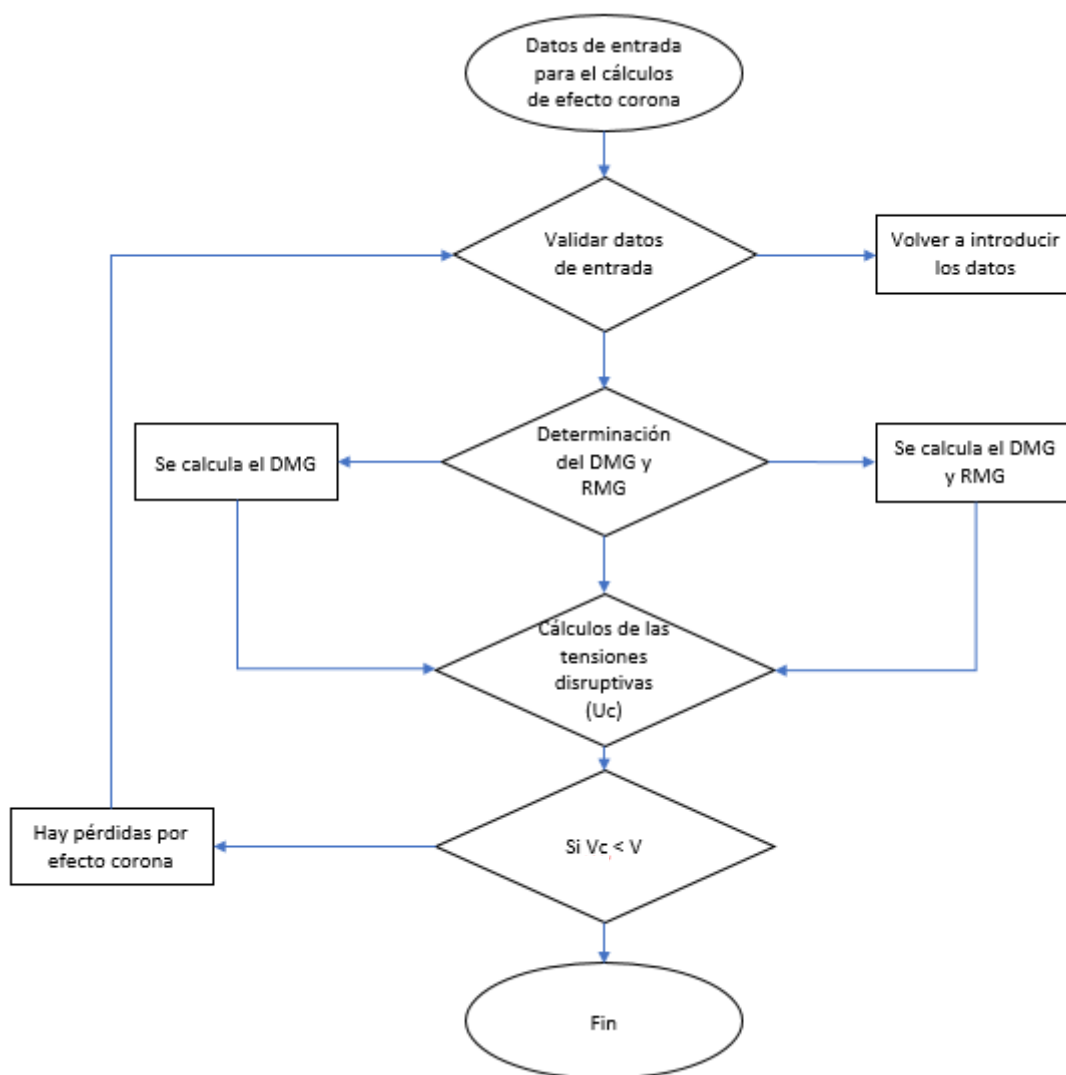




Figura 11 Flujograma para pérdidas por efecto corona.

### 2.4.2 Metodología para el cálculo capacidad térmica del conductor en estado estacionario.

En este caso, solo se evalúa la capacidad térmica del conductor cuando este está en un estado estacionario. El programa valida las pérdidas generadas por varios factores, en este caso por convección forzada, por radiación propia del conductor y convección natural, pero a su vez hace el cálculo del calor solar ganado, teniendo en cuenta la latitud y el azimut con respecto a su norte. En la siguiente figura se observa al detalle el flujograma del cálculo de la capacidad térmica del conductor en estado estacionario.

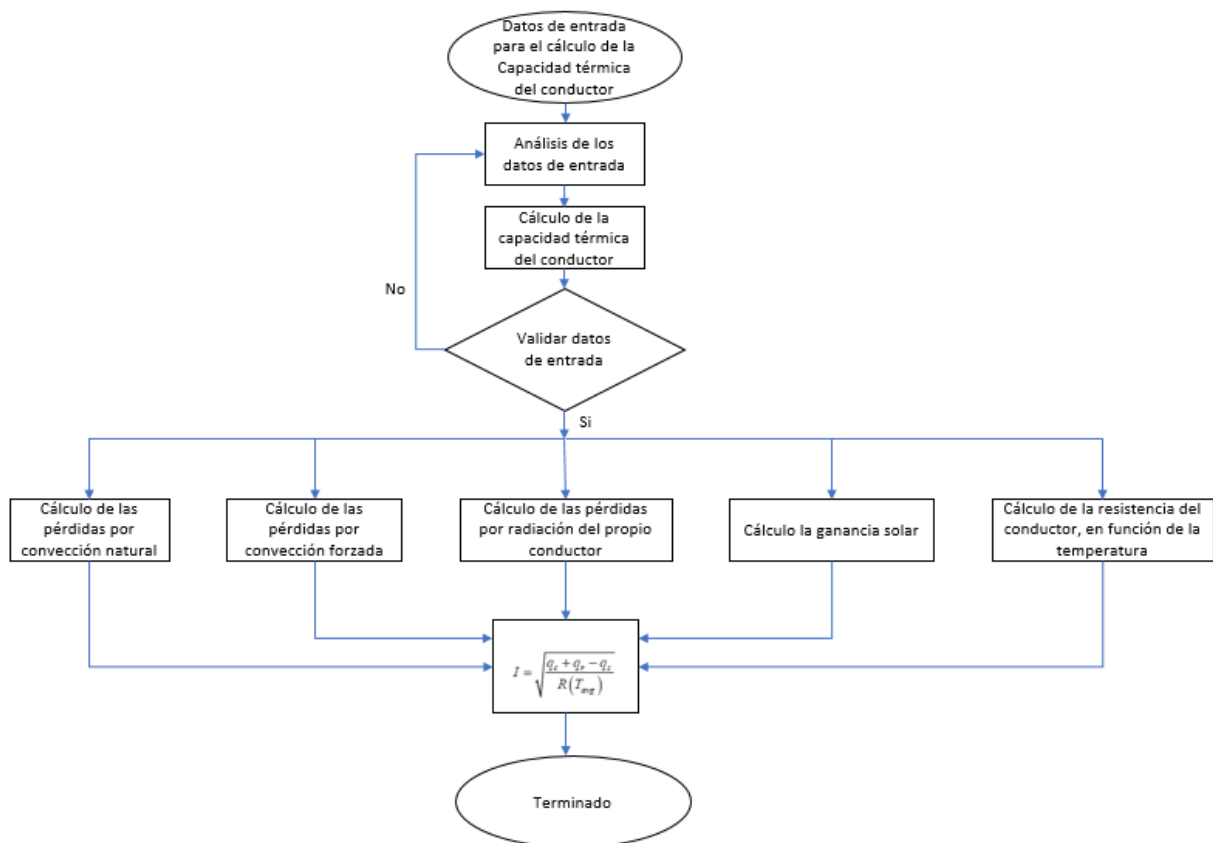


Figura 12 Flujograma para el cálculo de la capacidad térmica del conductor.

### 2.4.3 Metodología para la selección de aislamiento

La selección del aislamiento está basada en la norma IEC 60071-1, -2, esta norma explica que se debe de clasificar las sobretensiones para luego escoger el nivel de contaminación, este varía según la topología del terreno donde se instalará la línea. Después de validar estos datos, se selecciona el BIL y los espaciamientos mínimos establecidos por la tabla A1 de la IEC 60071-2.

Luego de tener estos datos, el programa calcula la distancia de fuga mínima para el aislador, teniendo en cuenta el factor de corrección por altura y determina el CFO.

Si las características del aislador cumplen con lo planteado por la IEC el programa dará por terminado el cálculo. En la figura 12 se muestra el flujograma para el cálculo del aislamiento.

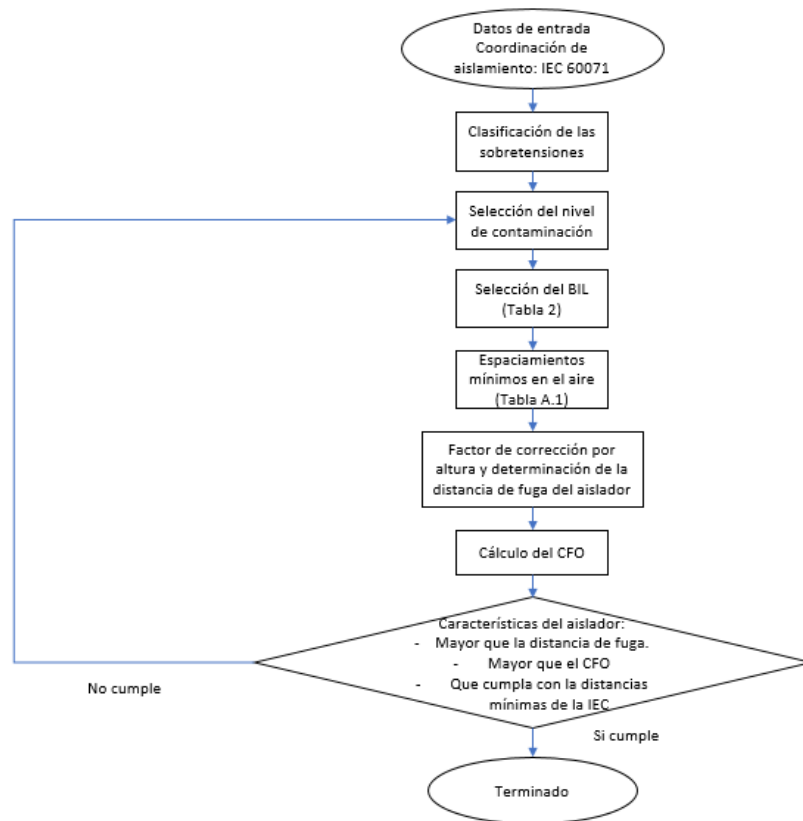


Figura 13 Flujograma para la selección del aislamiento.

#### 2.4.4 Metodología para el cálculo de campos electromagnéticos

Los cálculos de los campos electromagnéticos deben de cumplir unos lineamientos establecidos por el RETIE, el software como tal arroja los resultados del campo máximo y la densidad de los flujos magnéticos y campos eléctricos en una servidumbre de 40 metros, si el cálculo no cumple con lo establecido por el RETIE, se debe de volver a validar los parámetros de entrada. En la figura 13 se describe la metodología descrita anteriormente.

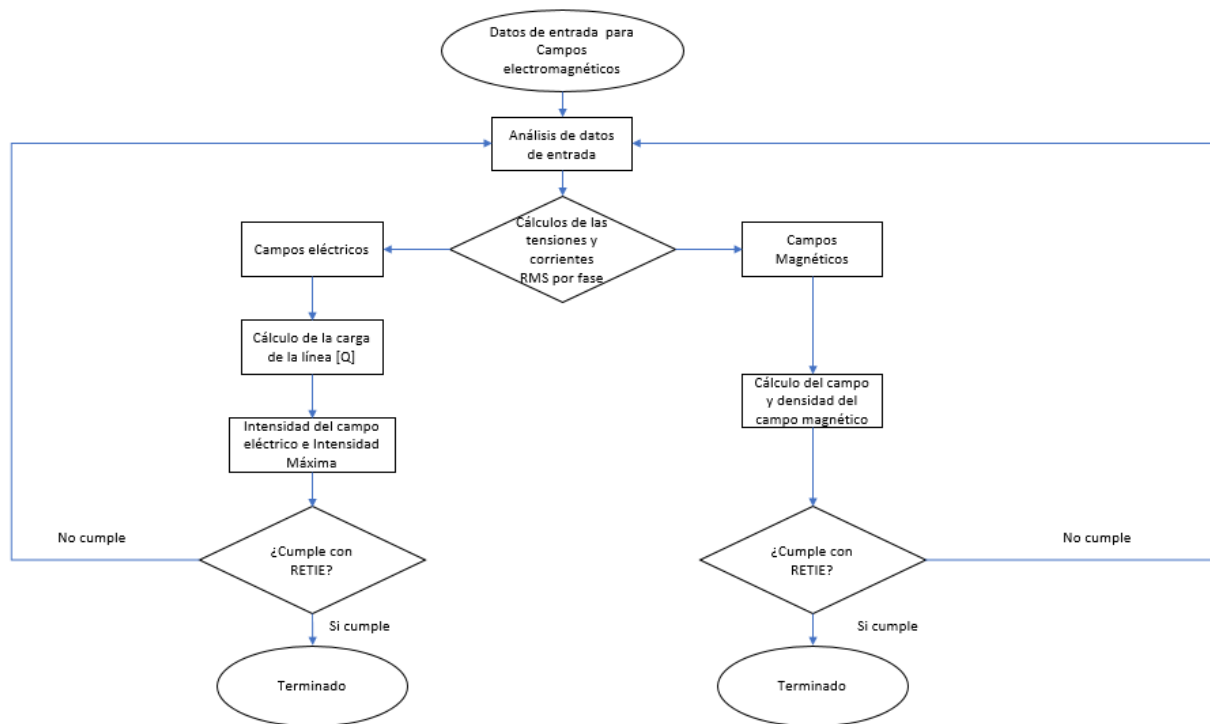


Figura 14 Flujograma para el cálculo de los campos electromagnéticos.

## **2.5 Desarrollo de la aplicación.**

### **2.5.1 Lenguaje de programación utilizado**

La aplicación se desarrolló en Microsoft VBA (Visual Basic for Applications), este es un lenguaje de Microsoft Visual Basic. VBA permite a los usuarios y programadores ampliar la funcionalidad de programas de Microsoft Office. Visual Basic for Applications es un subconjunto casi completo de Visual Basic 5.0 y 6.0.

## **2.6 Configuraciones antes de ejecutar la aplicación.**

Para iniciar la aplicación es necesario hacer las siguientes validaciones en Microsoft Excel:

### **2.6.1 Activar la pestaña de programador**

La pestaña de programador se activa de la siguiente manera:

Click en la pestaña Archivo>Opciones>Personalizar la cinta de opciones>Activar la casilla de Desarrollador.

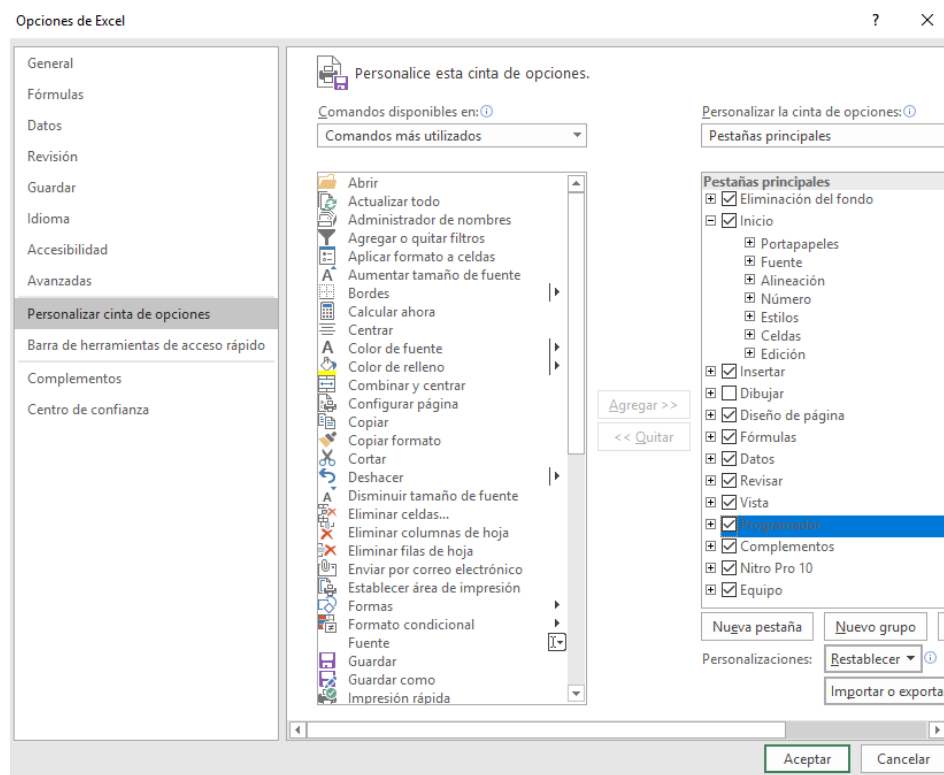


Figura 15 Activación de la función de programador en Microsoft Excel.

### 2.6.2 Desactivación de antivirus (opcional)

La aplicación al contener Macros y un código que varios Antivirus no reconocen es recomendable desactivar el Antivirus siempre y cuando este le detecte un archivo malicioso.

## 2.7 Inicialización de la aplicación.

- Para iniciar la aplicación se debe de abrir el archivo en Excel llamado Cálculo de Aislamiento.
- Las Hojas de Cálculo de color verde se encuentran las plantillas donde la aplicación demostrará los resultados.
- Para ejecutar el formulario de la aplicación se debe ir a la pestaña inicio y dar click en

inicio.

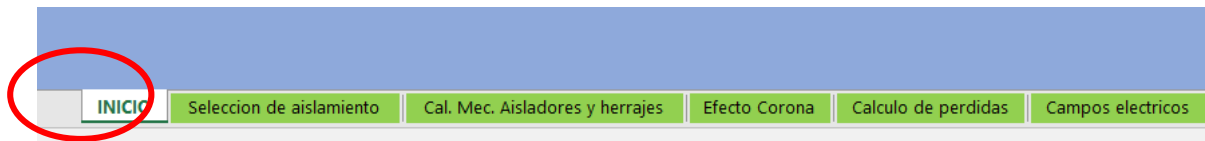


Figura 16 Hojas de cálculos disponibles

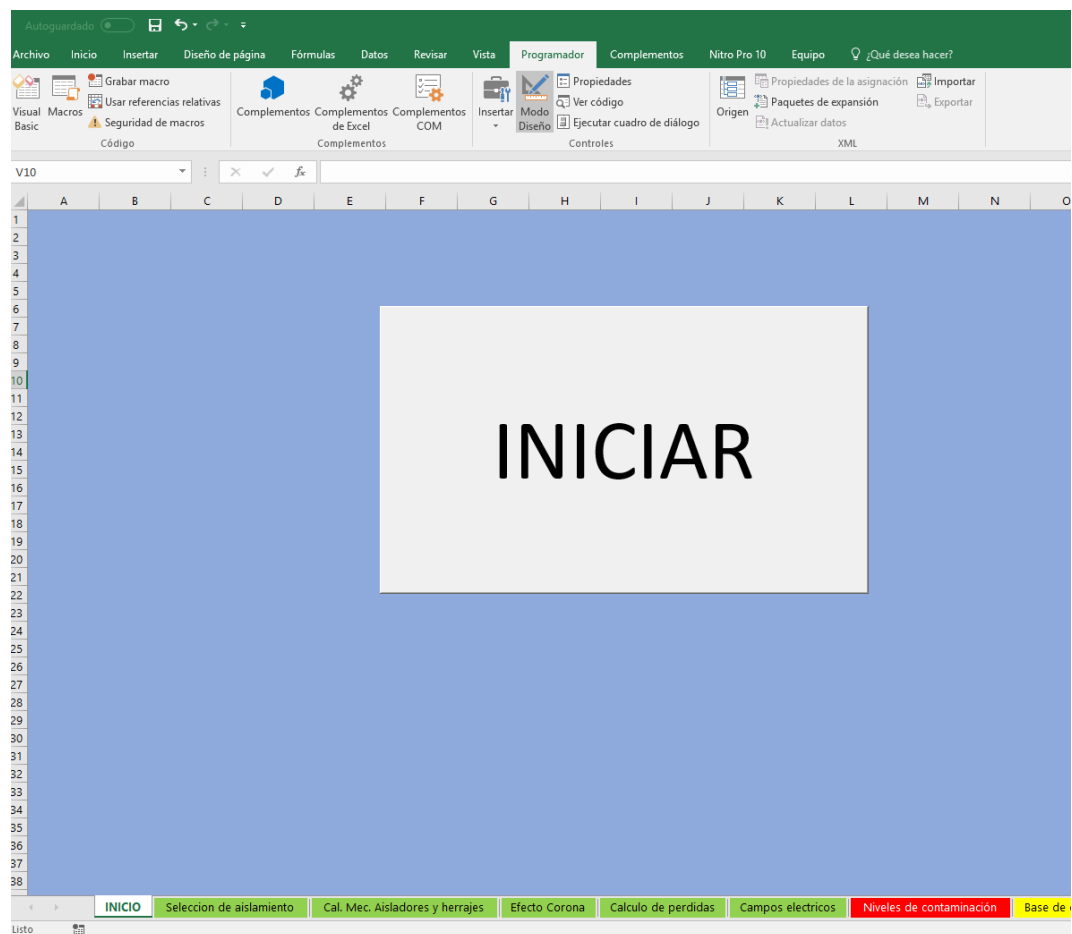


Figura 17 Botón de comando para iniciar la aplicación.

## 2.8 Interfaz de la aplicación.

La aplicación cuenta con una interfaz que se fundamenta en lo descrito en el marco teórico de este proyecto de grado. Este permite simplificar, agilizar y automatizar el proceso de cálculo en el diseño de líneas de transmisión.

## 2.9 Datos de entrada.

En la pestaña de datos de entrada se deben de insertar los datos relevantes para hacer el cálculo de las líneas de transmisión.

- En el campo de **nivel de tensión de la línea** se debe de rellenar la tensión de la línea a diseñar, para alcances de este proyecto es 115 kV, la unidad debe ser (kV) kilo voltios.
- En el campo de **tensión máxima del sistema (IEC)** se coloca el nivel de tensión máximo en el sistema de acuerdo lo establecido por la IEC (Ver la tabla 3 del ítem 5.2.2.2 Espaciamientos en el aire)
- En el campo de **altitud m.s.n.m** se coloca la altura sobre nivel del mar en metros.
- El campo de **conductor de fases** cuenta con una lista desplegable donde muestra un listado de conductores de fases, para conocer las características técnicas de cada conductor se debe remitir a la pestaña de **base de datos de conductores** del archivo de Excel.

Cálculo Elctrico Líneas De Transmisión

(1) Datos de entrada

(2) Pérdidas Efecto Corona

(3) Pérdidas de potencia

(4) Capacidad térmica del conductor

(5) Cálculo

Nivel de Tensión de la línea

Tensión Máxima del Sistema (IEC)

Altitud m.s.n.m

Temperatura en °C

Conductor de Fases

Díametro del conductor (mm):

Potencia del sistema

Validar datos

Para el uso de este programa es obligatorio leer sobre las siguientes normas y libros:

1) IEEE Std 738T-2012: Standard for calculating the current-temperature relationship of bare conductors

Leer

2) IEC 60071-2 Insulation Co-Ordination -Application guide

Leer

3) IEC 60826 Design criteria of overhead transmission lines

Leer

4) Dielectric Pphenomena in High Voltage Engineering

Leer

Figura 18 Interfaz de la pestaña de datos de entrada.

| Conductor | Code Word | Size (AWG or KCMIL) | Stranding (Al/Stl) | Diameter (inches) |        |                | Weight Per 1000' (lbs.) |       |       | Rated Strength (lbs.) | Resistance OHMS/1000ft. |           | Allowable Ampacity* (Amps) | Nombre del conductor       | Rated Strength (kgf.) | Díametro en cm | Resistencia ohms/m |  | Díametro en mm |
|-----------|-----------|---------------------|--------------------|-------------------|--------|----------------|-------------------------|-------|-------|-----------------------|-------------------------|-----------|----------------------------|----------------------------|-----------------------|----------------|--------------------|--|----------------|
|           |           |                     |                    | AL                | Steel  | Complete Cable | AL                      | Steel | Total |                       | DC @ 20°C               | AC @ 75°C |                            |                            |                       |                | AC @ 75°C          |  |                |
| ACSR      | Turley    | 6                   | 6-ene              | 0.0661            | 0.0661 | 0.198          | 24.5                    | 11.6  | 36.1  | 1190                  | 0.641                   | 0.806     | 105                        | ACSR Turley 6 AWG          | 845.90                | 0.50           | 2.64426955         |  | 0.0050292      |
| ACSR      | Swan      | 4                   | 6-ene              | 0.0884            | 0.0884 | 0.17           | 19                      | 16.4  | 35.4  | 1060                  | 0.403                   | 0.513     | 140                        | ACSR Swan 4 AWG            | 8.27                  | 0.64           | 1.68961244         |  | 0.00355        |
| ACSR      | Swanate   | 4                   | 7-ene              | 0.0772            | 0.103  | 0.257          | 39                      | 28    | 67    | 2360                  | 0.399                   | 0.519     | 140                        | ACSR Swanate 4 AWG         | 30.50                 | 0.60           | 1.76272906         |  | 0.005378       |
| ACSR      | Sparrow   | 2                   | 6-ene              | 0.1052            | 0.1052 | 0.106          | 62                      | 29.3  | 91.3  | 2850                  | 0.254                   | 0.332     | 184                        | ACSR Sparrow 2 AWG         | 12.68                 | 0.80           | 1.68921844         |  | 0.008054       |
| ACSR      | Sparate   | 2                   | 7-ene              | 0.0974            | 0.1298 | 0.325          | 62                      | 44.7  | 106.7 | 3460                  | 0.251                   | 0.338     | 184                        | ACSR Sparate 2 AWG         | 15.39                 | 0.83           | 1.68921844         |  | 0.008255       |
| ACSR      | Robin     | 1                   | 6-ene              | 0.1181            | 0.1181 | 0.155          | 78.2                    | 37    | 115.2 | 3550                  | 0.201                   | 0.268     | 212                        | ACSR Robin 1 AWG           | 15.79                 | 0.90           | 0.87949092         |  | 0.009017       |
| ACSR      | Raven     | 1/0                 | 6-ene              | 0.1327            | 0.1327 | 0.198          | 96.7                    | 46.6  | 143.3 | 4380                  | 0.159                   | 0.217     | 242                        | ACSR Raven 1/0 AWG         | 19.48                 | 1.01           | 0.71384237         |  | 0.010292       |
| ACSR      | Quail     | 2/0                 | 6-ene              | 0.1489            | 0.1489 | 0.447          | 124.3                   | 58.8  | 183.1 | 5310                  | 0.128                   | 0.176     | 276                        | ACSR Quail 2/0 AWG         | 23.62                 | 1.14           | 0.57742782         |  | 0.0119538      |
| ACSR      | Pigeon    | 3/0                 | 6-ene              | 0.1672            | 0.1672 | 0.502          | 156.7                   | 76.1  | 232.8 | 6620                  | 0.1                     | 0.144     | 315                        | ACSR Pigeon 3/0 AWG        | 29.45                 | 1.28           | 0.47248945         |  | 0.0127508      |
| ACSR      | Penguin   | 4/0                 | 6-ene              | 0.1878            | 0.1878 | 0.562          | 197.7                   | 95.4  | 293.1 | 8230                  | 0.0795                  | 0.119     | 357                        | ACSR Penguin 4/0 AWG       | 37.24                 | 1.43           | 0.39441944         |  | 0.0143062      |
| ACSR      | Wrenwng   | 366.8               | 18-ene             | 0.1217            | 0.1217 | 0.609          | 250.3                   | 39.2  | 289.5 | 6880                  | 0.0640                  | 0.0787    | 449                        | ACSR Wrenwng 366.8 kcmil   | 30.40                 | 1.55           | 0.298323           |  | 0.0154666      |
| ACSR      | Partridge | 266.8               | 26-pul             | 0.1013            | 0.0788 | 0.042          | 251.7                   | 115.6 | 367.3 | 11300                 | 0.0367                  | 0.0779    | 475                        | ACSR Partridge 266.8 kcmil | 50.26                 | 1.63           | 0.25537428         |  | 0.0163688      |
| ACSR      | Ostrich   | 300                 | 26-pul             | 0.1074            | 0.0835 | 0.68           | 283                     | 130   | 412   | 12700                 | 0.0367                  | 0.0681    | 492                        | ACSR Ostrich 300 kcmil     | 56.49                 | 1.73           | 0.22786205         |  | 0.017272       |
| ACSR      | Merlin    | 336.4               | 18-ene             | 0.1367            | 0.1367 | 0.684          | 315.8                   | 49.5  | 365.3 | 8880                  | 0.051                   | 0.0625    | 519                        | ACSR Merlin 336.4 kcmil    | 38.61                 | 1.74           | 0.20952493         |  | 0.0173736      |
| ACSR      | Linnet    | 336.4               | 26-pul             | 0.1137            | 0.0885 | 0.721          | 317.1                   | 145.5 | 462.6 | 14100                 | 0.0505                  | 0.0638    | 529                        | ACSR Linnet 336.4 kcmil    | 42.72                 | 1.83           | 0.20270908         |  | 0.0183134      |
| ACSR      | Oriole    | 336.4               | 30-pul             | 0.1059            | 0.1059 | 0.743          | 381                     | 209   | 590   | 17300                 | 0.0502                  | 0.0613    | 535                        | ACSR Oriole 336.4 kcmil    | 76.95                 | 1.88           | 0.20111488         |  | 0.0188214      |
| ACSR      | Chickadee | 397.5               | 18-ene             | 0.1486            | 0.1486 | 0.743          | 373.1                   | 56.5  | 429.6 | 9940                  | 0.0432                  | 0.0528    | 576                        | ACSR Chickadee 397.5 kcmil | 44.22                 | 1.89           | 0.17339461         |  | 0.0188722      |
| ACSR      | Brant     | 397.5               | 26-pul             | 0.1287            | 0.0858 | 0.772          | 374                     | 137   | 511   | 14400                 | 0.043                   | 0.0528    | 584                        | ACSR Brant 397.5 kcmil     | 44.34                 | 1.96           | 0.173315716        |  | 0.0196688      |
| ACSR      | Bo        | 397.5               | 28-pul             | 0.1238            | 0.0962 | 0.793          | 374.7                   | 157.9 | 532.6 | 16100                 | 0.0438                  | 0.0533    | 587                        | ACSR Bo 397.5 kcmil        | 71.31                 | 2.01           | 0.173387917        |  | 0.0201412      |
| ACSR      | Lark      | 397.5               | 30-pul             | 0.1151            | 0.1151 | 0.806          | 375                     | 267   | 642   | 20300                 | 0.0425                  | 0.0539    | 594                        | ACSR Lark 397.5 kcmil      | 90.30                 | 2.05           | 0.17027591         |  | 0.0204734      |
| ACSR      | Pelican   | 477                 | 18-ene             | 0.1628            | 0.1628 | 0.814          | 447.8                   | 70.2  | 518   | 11800                 | 0.036                   | 0.0442    | 646                        | ACSR Pelican 477 kcmil     | 52.49                 | 2.07           | 0.149013123        |  | 0.020756       |
| ACSR      | Flicker   | 477                 | 24-pul             | 0.141             | 0.094  | 0.846          | 449                     | 184   | 634   | 17200                 | 0.0358                  | 0.0439    | 655                        | ACSR Flicker 477 kcmil     | 76.51                 | 2.15           | 0.148028871        |  | 0.0214884      |
| ACSR      | Hawk      | 477                 | 26-pul             | 0.1354            | 0.1053 | 0.858          | 449.6                   | 206.4 | 656   | 19500                 | 0.0356                  | 0.0436    | 659                        | ACSR Hawk 477 kcmil        | 86.74                 | 2.18           | 0.143044619        |  | 0.0217932      |
| ACSR      | Hen       | 477                 | 30-pul             | 0.1261            | 0.1261 | 0.883          | 451.1                   | 296.3 | 747.4 | 23800                 | 0.0354                  | 0.0433    | 666                        | ACSR Hen 477 kcmil         | 105.87                | 2.24           | 0.14268367         |  | 0.0224282      |
| ACSR      | Osprey    | 556.5               | 18-ene             | 0.1758            | 0.1758 | 0.879          | 522                     | 82    | 603   | 13700                 | 0.0308                  | 0.0379    | 711                        | ACSR Osprey 556.5 kcmil    | 80.94                 | 2.23           | 0.124543822        |  | 0.023266       |

Figura 19 Base de datos de conductores de fase.



Conductor de Fases ACSR Raven 1/0 AWG Diametro del conductor (mm): 0,010105

Potencia del sistema  

Para el uso de este programa es necesario conocer las siguientes normas y libros:

ACSR Raven 1/0 AWG

ACSR Quail 2/0 AWG

ACSR Pigeon 3/0 AWG

ACSR Penguin 4/0 AWG

ACSR Waxwing 266.8 kcmil

ACSR Partridge 266.8 kcmil

ACSR Ostrich 300 kcmil

ACSR Merlin 336.4 kcmil

1) IEEE Std 738T-2012: Standard for calculating the current-temperature Leer

Figura 20 Lista desplegable de los conductores incluidos en la base de datos.

Al seleccionar el conductor de fases, automáticamente el campo 6 (Diámetro del conductor en mm) se llena con el diámetro respectivo del conductor.

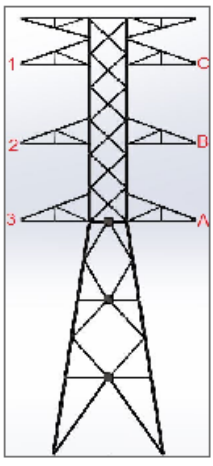
- El campo 7 debe de tenerse en cuenta para los cálculos de campos electromagnéticos y para la capacidad térmica del conductor, por ende, debe de calcularse previamente, o si se tiene un cálculo de análisis de carga previo se coloca este dato. La unidad es MVA
- El campo 8 es una ayuda didáctica que le permite al usuario un acceso rápido a las normas principales utilizadas en los cálculos.

## 2.10 Pérdidas por efecto corona

Cálculo Electrico Líneas De Transmisión

(1) Datos de entrada (2) Pérdidas Efecto Corona (3) Pérdidas de potencia (4) Capacidad térmica del conductor (5) Cálculo

**Circuito Sencillo**



D12

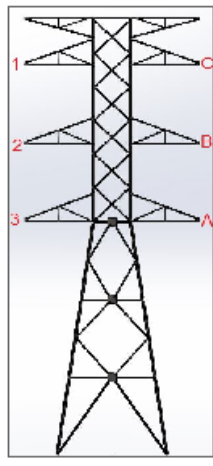
D23

D31

DMG

Calcular C. Sencillo

**Circuito Doble**



D-1b

D-2c

D-3a

D-1a

D-2b

D-3c

RMG1

RMG2

RMG3

RMGeq

D-ab

D-bc

D-ca

DMG

Calcular D. Circuito

**Datos de entrada**

Conductor de fases:

Numero de Circuitos ☐ 1 ☐ 2

Densidad Rel. Aire

Temperatura °C

Altitud (mm)

mc

mt

n

**Resultados**

Uc

Vc

V L-L

V

**Pérdidas por Efecto Corona**

P

Solo se van a presentar perdidas por efecto corona cuando el valor de Vc sea menor que el valor de V

Calcular

Borrar Datos

Guia

Figura 21 Interfaz Calculo perdidas efecto corona.

Se deben de rellenar los datos que están en verde, las variables de color amarillo son los resultados que ejecuta la aplicación.

- Primero se deben de introducir los datos de entrada.
- El conductor de fases es un dato que se actualiza automáticamente debido a que esta enlazado a la lista desplegable que se encuentra en la primera pestaña.
- Las variables a introducir están explicadas en el ítem 5.3.7 de este documento.

Datos de entrada

Conductor de fases:

Numero de Circuitos ☐ 1 ☐ 2

Densidad Rel. Aire

Temperatura °C

Altitud (mm)

mc

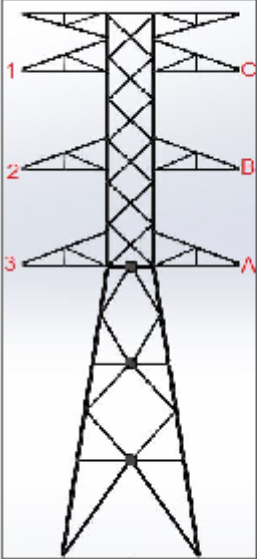
mt

n

Figura 22 Datos de entrada para el cálculo de pérdidas por efecto corona.

- Si se requiere el cálculo de pérdidas en efecto corona para un circuito sencillo, se rellena los datos que están en el recuadro de circuito sencillo.
- Se introducen los valores D12, D23, D31 para calcular el DMG en circuito sencillo.
- Luego de introducir los valores mencionados anteriormente se da click en el botón **Calcular C. Sencillo.**

Circuito Sencillo



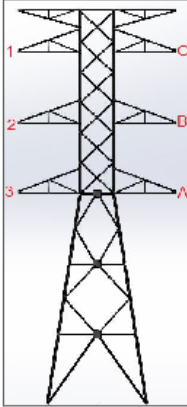
|     |                      |
|-----|----------------------|
| D12 | <input type="text"/> |
| D23 | <input type="text"/> |
| D31 | <input type="text"/> |
| DMG | <input type="text"/> |

Calcular C. Sencillo

Figura 23 Cálculo del DMG en circuito sencillo.

Para el cálculo doble circuito simplemente se debe de agregar los valores que están en verde y dar click en el boton de Calcular D. Circuito.

Circuito Doble



|       |                      |
|-------|----------------------|
| D-1b  | <input type="text"/> |
| D-2c  | <input type="text"/> |
| D-3a  | <input type="text"/> |
| D-1a  | <input type="text"/> |
| D-2b  | <input type="text"/> |
| D-3c  | <input type="text"/> |
| RMG1  | <input type="text"/> |
| RMG2  | <input type="text"/> |
| RMG3  | <input type="text"/> |
| RMGeq | <input type="text"/> |

|      |                      |
|------|----------------------|
| D-ab | <input type="text"/> |
| D-bc | <input type="text"/> |
| D-ca | <input type="text"/> |
| DMG  | <input type="text"/> |

Calcular D. Circuito

Figura 24 Cálculo del DMG y RMG en doble circuito.

Para efectos de cálculo, se debe de manejar los conceptos de Raíz Media Geométrica y la Distancia Media Geométrica.

Los resultados que arrojen los cálculos se ven reflejados en el cuadro de opciones, representados en la siguiente imagen:

|   |   |
|---|---|
| <p>Resultados</p> <p>Uc <input type="text"/></p> <p>Vc <input type="text"/></p> <p>V L-L <input type="text"/></p> <p>V <input type="text"/></p> | <p>Pérdidas por Efecto Corona</p> <p>P <input type="text"/></p> <p>Solo se van a presentar perdidas por efecto corona cuando el valor de Vc sea menor que el valor de V</p> |
|---|---|

Figura 25 Cálculo del DMG y RMG en doble circuito.

Si se presentan perdidas por efecto corona el cuadro de texto arroja el valor de las perdidas en kilovoltios.

## 2.11 Pérdidas de potencia por efecto joule

Igual como sucede en la pestaña de pérdidas por efecto corona los valores en color verde son los datos de entrada y los datos amarillos son los que la aplicación calcula.

Cálculo Electrico Líneas De Transmisión

(2) Pérdidas Efecto Corona
(3) Pérdidas de potencia
(4) Capacidad térmica del conductor
(5) Cálculo de Aislamiento
(6)

Cálculo de perdidas de potencia

|                                 |  |   |  |                   |
|---------------------------------|--|---|--|-------------------|
| Conductor de fases:             |  | Corriente de la línea (A)                   |  | Calcular perdidas |
| Factor de Carga de la línea - q |  | Resistencia de conductor (Ohm/km)           |  |                   |
| Factor de perdidas - f          |  | Pérdidas de potencias trifásicas (W/km)     |  | Guia              |
| Longitud de Línea (km)          |  | Pérdidas de potencias trifásicas (kW/km)    |  |                   |
| Tensión de la línea (kV)        |  | Pérdidas de potencias trifásicas (kW/ n km) |  |                   |
| Potencia a transportar (kVA)    |  | Potencia a plena carga (kW)                 |  |                   |
| Factor de potencia              |  | Pérdidas de potencia trifásicas en %        |  |                   |

### 1.6.4 Pérdidas de efecto Joule: $IR^2$

Una de las principales causas en pérdidas en una línea aérea son las perdidas por efecto joule, por eso se debe de hacer una correcta selección y diseño del conductor, teniendo en cuenta el aspecto técnico económico. La potencia gastada en los conductores por efecto joule, reduce la eficiencia del sistema eléctrico.[14]

Las pérdidas por efecto Joule depende únicamente de la transferencia de potencia por la línea, del tipo de conductor y del factor de carga del sistema; este factor se tiene en cuenta dado que la transferencia de potencia por la línea no es constante en el tiempo.

$$p = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot f$$

Donde:

$p$ : son las pérdidas trifásicas por Efecto Joule. (kW) [16]  
 $I$ : es la corriente de fase, (A)  
 $R$ : es la Resistencia AC por fase, (Ω/km)  
 $f$ : es el Factor de pérdidas

$$f = (0.3) \cdot q + (0.7) \cdot q^2$$

Donde:

$q$ : es el factor de carga, para cargas típicas residenciales, el valor es de 0,1

Figura 26 Interfaz de pérdidas por efecto joule.

- El método de este cálculo se encuentra en el ítem 5.3.6, donde el conductor de fases no es

necesario insertarlo debido a que ya se insertó en la pestaña de datos de entrada.

- El factor de potencia es 0.90 según la resolución 018 del 2005 de la CREG.
- Para hacer el cálculo dar click en calcular perdidas.
- Para borrar los datos en borrar datos.
- Si es necesario, la aplicación tiene una guía práctica sobre el cálculo de pérdidas por efecto joule.

## **2.12 Cálculo capacidad térmica del conductor**

- Para el cálculo de la capacidad térmica del conductor se insertan los valores en verde, estas constantes están establecidas en la IEEE 738 (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013).
- Las variables en gris no se deben cambiar debido a que son los datos que se vienen manejando en todo el proyecto.
- Para hacer el cálculo de la capacidad térmica del conductor dar click en Calcular.
- Para borrar datos, simplemente dar click en borrar datos.



Cálculo Eléctrico Líneas De Transmisión

X

(1) Datos de entrada | (2) Pérdidas Efecto Corona | (3) Pérdidas de potencia | (4) Capacidad térmica del conductor | (5) Cálculo

## Datos de Entrada

Conductor de fases

Temperatura Max Amb. °C

Latitud de la línea (°)

Hora Local (Am - Pm)

Velocidad de Viento (m/s)

Temperatura Maxima Cond. °C

 $R-T_{high} (\Omega/m)$ 
 $R-T_{low} (\Omega/m)$ 

Numero de día del año

Azimut de la línea

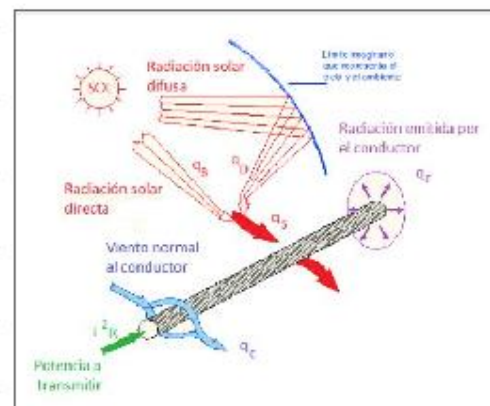
Emisividad

Absorción Solar

Calcular

Borrar Datos

Guia



## Resultados

 Pérdidas por Convección ( $q_c$ )

 Pérdidas por Radiación ( $q_r$ )

 Ganancia por Radiación Solar ( $q_s$ )

 Resistencia a la temp  $R(T_c)$ 

Capacidad del Conductor (A)

Figura 27 Interfaz de cálculo para la capacidad térmica del conductor.

### 2.13 Cálculo de aislamiento

Para el cálculo de aislamiento, solamente necesitamos como dato de entrada el nivel de contaminación y seleccionar  $\sigma$  que en este caso sería 3% para descargas atmosféricas y 6% para maniobras.

Cálculo Eléctrico Líneas De Transmisión

(2) Pérdidas Efecto Corona | (3) Pérdidas de potencia | (4) Capacidad térmica del conductor | (5) Cálculo de Aislamiento | (6)

**Datos de entrada**

Nivel de Tensión del sistema:  (kV)

Nivel de Contaminación (IEC):

Tensión Máxima soportada:  (kV)

Altura sobre el nivel del mar:  (m)

**Calcular**

**Borrar datos**

**Guía**

**Cálculo de distancias de fuga**

$$D_f = V_m \times k_f \times k_t$$

$D_f$   (mm)

$k_t$

**Cálculo del CFO**

$$CFO = \frac{BIL}{(1 - 1,3\sigma)}$$

$\sigma$  ☐ 3% ☒ 6%

$BIL$   (kV)

$CFO$   (kV)

$k_f$   mm

| Nivel de contaminación | Ejemplos de ambientes típicos  | Distancia de fuga (mm/kV) |
|------------------------|--|---------------------------|
| I Ligera               | - Áreas sin industrias y de baja densidad de casas equipadas con plantas de calentamiento.<br>- Áreas con baja densidad de industrias o casas, pero sometidas a vientos y/o lluvias frecuentes.<br>- Áreas agrícolas <sup>(1)</sup><br>- Áreas montañosas.<br>- Todas estas áreas deben estar situadas al menos de 10 km a 20 km del mar y no deben estar expuestas directamente a los vientos provenientes del mar <sup>(2)</sup> .   | 16                        |
| II media               | - Áreas con industrias que no producen humo particularmente contaminante y/o con una densidad promedio de casas equipadas con plantas de calentamiento.<br>- Áreas con alta densidad de casas y/o industrias sometidas a vientos y/o lluvias frecuentes.<br>- Áreas expuestas al viento del mar, pero no demasiado cerca de las costas (al menos a varios kilómetros de distancia) <sup>(1)</sup> .  | 20                        |
| III Fuerte             | - Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calentamiento que producen contaminación.<br>- Áreas cercanas al mar, o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar <sup>(2)</sup> .  | 25                        |
| IV muy fuerte          | - Áreas generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial, que producen depósitos conductores particularmente espesos.<br>- Áreas generalmente de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a la espuma del mar, o a vientos muy fuertes y vientos contaminantes provenientes del mar.<br>- Áreas desérticas, caracterizadas por largos periodos sin lluvia, expuestas a vientos fuertes que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular. | 31                        |

Figura 28 Interfaz de cálculo para el cálculo de aislamiento.

En el caso de la selección del nivel de contaminación, este cuenta con una lista desplegable donde muestra los cuatro niveles establecidos por la guía de aplicación IEC (IEC: International Electrotechnical Commission, 1996).

The screenshot shows a form titled 'Datos de entrada' (Input Data). It contains the following fields and options:

- Nivel de Tensión del sistema:** A text input field containing '115' followed by '(kV)'.
- Nivel de Contaminación (IEC):** A dropdown menu with a green highlight. The selected option is 'IV muy fuerte'.
- Tensión Maxima soportada:** A dropdown menu with options: 'I Ligera', 'II media', 'III Fuerte', and 'IV muy fuerte'.
- Altura sobre el nivel del mar:** A text input field.

Figura 29 Selección del nivel de contaminación.

El caso de  $\sigma$  esta tiene dos botones de opciones, si se desea escoger la opción para descargas atmosféricas, la aplicación hará el cálculo teniendo en cuenta el 3%.

## 2.14 Cálculo de resistencia mecánica de aisladores y herrajes

En el cálculo de resistencia mecánica de aisladores y herrajes solo se necesita insertar los factores adoptados por la IEC 60286 (IEC: International Electrotechnical Commission, 2003).

Cuando se inserten los valores adoptados por la IEC 60286, dar click en calcular.

La interfaz cuenta con una ayuda rápida, para que el usuario vea que factor tomar al momento de insertar los valores.

Cálculo Eléctrico Líneas De Transmisión

(4) Capacidad térmica del conductor (5) Cálculo de Aislamiento (6) Resistencia Mecánica Aisladores (7) Campos eléctricos

Calculo resistencia Mecanica Aisladores

Conductor de fases: ACSR Cardinal 954 kcmil

Resistencia característica aisladores (kN)

Resistencia mínima herrajes (kN)

Calcular

Borrar datos

Guia

$\psi_N$

$\psi_S$

$\psi_Q$

$\psi_C$

$$R_{ins} = \frac{Q_{50}}{\varphi_N \cdot \varphi_S \cdot \varphi_Q \cdot \varphi_C}$$

**Rins:** Resistencia característica de un aislador (kN)

**Q50:** Efecto de la carga mecánica, aplicada al aislador, producida por un evento climático con periodo de retorno de 50 años (kN). Equivale al 50% de la carga de rotura del conductor.

**$\varphi_N$ :** Factor de resistencia que depende del número de estructuras que estarían expuestas al efecto de la carga Q50. El valor se saca de las tablas 10, 11 y 18 de la IEC 60826.

**$\varphi_S$ :** Factor de resistencia relacionado con la confiabilidad del componente. El valor a adoptar se saca en el numeral 7.3.6 de la IEC 60826.

**$\varphi_Q$ :** Factor de resistencia que tiene en cuenta el control de calidad en el proceso de fabricación del componente. El valor se adopta según la tabla 20 de la IEC 60826.

**$\varphi_C$ :** Factor de resistencia que tiene en cuenta el límite de exclusión para la resistencia característica del componente. Valor adoptado de acuerdo con el numeral 7.3.6 de la IEC 60826.

Figura 30 Interfaz Cálculo resistencia mecánica de aisladores y herrajes.

## 2.15 Cálculos de campos eléctricos y magnéticos

En los campos eléctricos y magnéticos se necesita las coordenadas de las fases, estas coordenadas en metros.

Se debe de insertar la tensión máxima del sistema según la IEC en voltios, y la parte imaginaria de esta siempre será cero.

| Fase 1       |  | Fase 2       |  | Fase 3       |  |
|--------------|--|--------------|--|--------------|--|
| X            |  | X            |  | X            |  |
| Y            |  | Y            |  | Y            |  |
| Tensión Real |  | Tensión Real |  | Tensión Real |  |
| Tensión Img  |  | Tensión Img  |  | Tensión Img  |  |
|              |  |              |  |              |  |

Figura 31 Inserción de coordenadas y tensión para el cálculo del campo eléctrico.

Para el cálculo del campo magnético simplemente se debe de insertar la corriente a transportar de la línea y su parte imaginaria, esta siempre será cero.

|                |  |                |  |                |  |
|----------------|--|----------------|--|----------------|--|
| Corriente Real |  | Corriente Real |  | Corriente Real |  |
| Corriente Img  |  | Corriente Img  |  | Corriente Img  |  |
|                |  |                |  |                |  |

Figura 32 Inserción de la corriente para calcular la componente real e imaginaria.

Para hacer el cálculo del campo eléctrico y magnético se debe de dar click al cálculo correspondiente.

Calcular campos electricos

Calcular campos magneticos

Grafica Campos Electricos

Grafica Campos Magnéticos

Figura 33 Botones de comando para el cálculo eléctrico y magnético.

Si el usuario desea ver la gráfica de cualquiera de los campos debe de dar click en el botón de grafica de campos eléctricos y/o grafica de campos magnéticos.

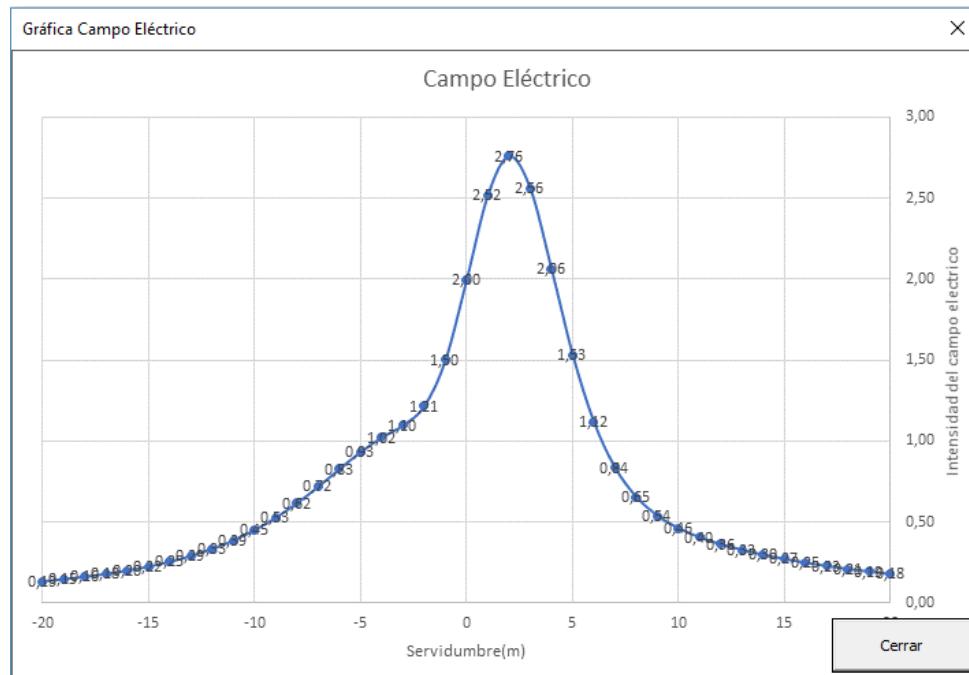


Figura 34 Gráfica de campos eléctricos de la línea.

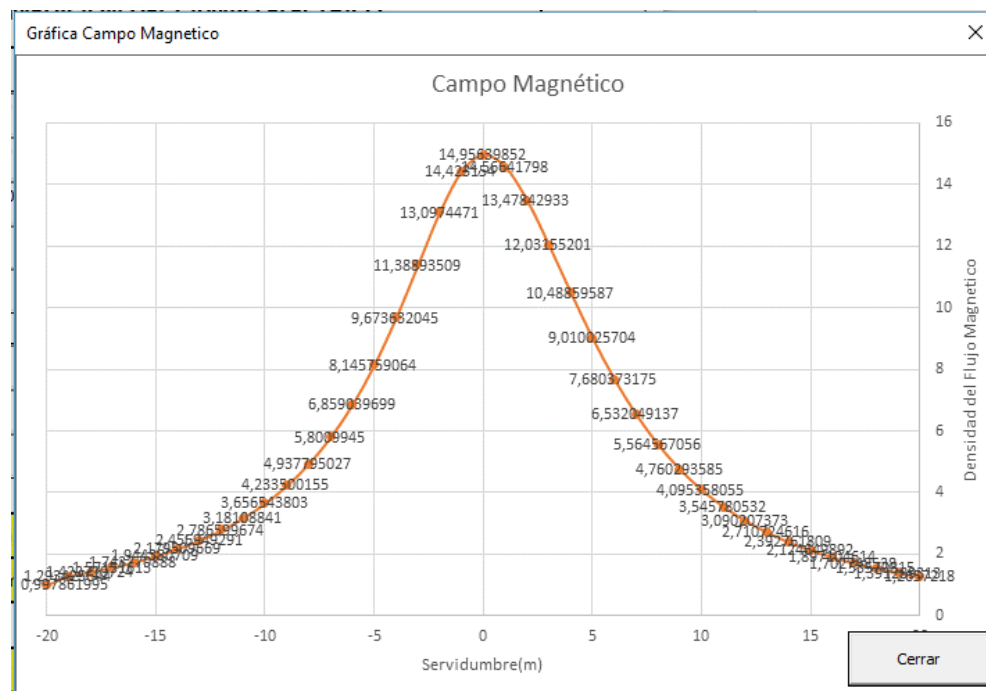


Figura 35 Gráfica de campos eléctricos de la línea.

## 2.16 Ayudas dinámicas de la aplicación

Cada pestaña cuenta con una ayuda dinámica que ayudará al usuario aplicar las formulaciones indicadas en todo el marco teórico, el botón de ayuda dinámica tendrá el nombre de Guía.

Cálculo de pérdidas de potencia

|                                 |                      |   |                      |                   |
|---------------------------------|----------------------|---|----------------------|-------------------|
| Conductor de fases:             | <input type="text"/> | Corriente de la línea (A)                   | <input type="text"/> | Calcular pérdidas |
| Factor de Carga de la línea - q | <input type="text"/> | Resistencia de conductor (Ohm/km)           | <input type="text"/> | Borrar Datos      |
| Factor de pérdidas - f          | <input type="text"/> | Pérdidas de potencias trifásicas (W/km)     | <input type="text"/> | Guía              |
| Longitud de Línea (km)          | <input type="text"/> | Pérdidas de potencias trifásicas (kW/km)    | <input type="text"/> |                   |
| Tensión de la línea (kV)        | <input type="text"/> | Pérdidas de potencias trifásicas (kW/ n km) | <input type="text"/> |                   |
| Potencia a transportar (KVA)    | <input type="text"/> | Potencia a plena carga (kW)                 | <input type="text"/> |                   |
| Factor de potencia              | <input type="text"/> | Pérdidas de potencia trifásicas en %        | <input type="text"/> |                   |

Figura 36 Ejemplo de ayuda dinámica.

En la pestaña de datos de entrada se encuentran las normas aplicables a este proyecto.

Para el uso de este programa es obligatorio leer sobre las siguientes normas y libros:

- 1) IEEE Std 738T-2012: Standard for calculating the current-temperature relationship of bare conductors
- 2) IEC 60071-2 Insulation Co-Ordination -Application guide
- 3) IEC 60826 Design criteria of overhead transmission lines
- 4) Dielectric Pphenomena in High Voltage Engineering

|      |
|------|
| Leer |
| Leer |
| Leer |
| Leer |

Figura 37 Ayuda dinámica en la pestaña de datos de entrada.



### Capítulo 3: Resultados

Todos los cálculos realizados por la aplicación serán exportados a una hoja de cálculo en Excel. El caso explicado a continuación es de una línea de transmisión a 115 kV para determinado operador de red:

#### 3.1 Características generales del proyecto

*Tabla 8 Datos generales del proyecto de líneas*

| Características generales del proyecto |                      |
|--|----------------------|
| Nivel de tensión de la línea (kV)      | 115                  |
| Nivel máximo de tensión (kV)           | 123                  |
| Nivel de contaminación (IEC)           | IV muy fuerte        |
| Longitud de la línea (km)              | 75                   |
| Altitud m.s.n.m                        | 250                  |
| Temperatura en °C                      | 25                   |
| Temperatura máxima en °C               | 40                   |
| Conductor de fases                     | ACSR Drake 795 kcmil |
| Diámetro del conductor (m)             | 0,028                |
| Potencia del sistema (MVA)             | 108                  |
| Corriente nominal del sistema (A)      | 506                  |
| Número de circuitos                    | 1                    |
| Factor de carga de la línea            | 0,70                 |

|                    |      |
|--------------------|------|
| Factor de potencia | 0,90 |
|--------------------|------|

Características generales del proyecto ejemplo. Fuente: Elaboración Propia.

### 3.2 Cálculo de pérdidas por efecto corona

Para el cálculo de pérdidas por efecto corona se necesita la distancia media geométrica del circuito a diseñar, los datos de entrada a manejar son los siguientes:

*Tabla 9 Datos de entrada para el cálculo de pérdidas por efecto corona*

| Datos de entrada    |      |
|---------------------|------|
| $D_{12}$ (en mm)    | 3500 |
| $D_{23}$ (en mm)    | 3500 |
| $D_{31}$ (en mm)    | 7000 |
| Número de circuitos | 1    |
| $m_c$               | 0,98 |
| $m_t$               | 0,80 |
| $n$                 | 1    |

Características generales del proyecto ejemplo. Fuente Elaboración propia.

#### 3.2.1 Cálculo del dmg distancia media geométrica

Matemáticamente una distancia media geométrica (DMG) entre un grupo de elementos de un conjunto con otro grupo de elementos de otro conjunto, se define como la raíz n-ésima de todas las distancias posibles, entre cada uno de los elementos del primer conjunto con los elementos del segundo conjunto. (Cardona Correa, 2004)

$$DMG = \sqrt[n]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}}$$

$$DMG = \sqrt[3]{3500 \cdot 3500 \cdot 7000} = 4409,72 \text{ mm}$$

Dónde:

$D_{12}$ : Distancia entre la fase 1 y 2 = 3500 mm

$D_{23}$ : Distancia entre la fase 2 y 3 = 3500 mm

$D_{31}$ : Distancia entre la fase 1 y 3 = 7000 mm

### 3.2.2 Cálculo de la tensión crítica disruptiva.

Teniendo el DMG calculado procedemos a calcular la tensión crítica disruptiva (Mujal, 2002):

$$U_c = 84 \cdot m_c \cdot m_t \cdot r \cdot \delta \cdot \log \frac{DMG}{r} \text{ (kV)}$$

Dónde:

$m_c$ : Coeficiente de rugosidad del conductor el valor adoptado es 0,98 para hilos oxidados y rugosos.

$m_t$ : Coeficiente para el tiempo, el valor adoptado es 0,8 para mal tiempo.

$r$ : Radio de conductor en centímetros.

$\delta$ : Densidad del aire, calculada de la siguiente forma:

$$\delta = \frac{3,921p}{273 + \theta}$$

$$U_c = 84 \cdot 0,98 \cdot 0,80 \cdot 2,8 \cdot 0,96 \cdot \log \frac{4409,72 \text{ mm}}{0,28 \text{ cm}} = 204,04 \text{ kV}$$

Teniendo la tensión crítica disruptiva se calcula el valor rms de la tensión disruptiva:

$$V_c = \frac{U_c}{\sqrt{3}} = \frac{204,04 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 117,80 \text{ kV}$$

De la misma manera se hace con la tensión máxima del sistema que en este caso se escogió 123 kV:

$$V = \frac{V_{L-L}}{\sqrt{3}} = \frac{123 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 71,01 \text{ kV}$$

Si el valor de  $V_c$  es menor al valor de  $V$  se presentan pérdidas por efecto corona. En este caso, no se presentaron.

### 3.2.3 Cálculo de pérdidas de potencia por efecto joule.

Para el cálculo de las pérdidas de efecto joule se utilizan las siguientes formulaciones:

$$p = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot f$$

$$p = 3 \cdot 542,10^2 \text{ A} \cdot 0,086 \frac{\text{ohms}}{\text{m}} \cdot 0,553 = 3145,84 \frac{\text{kW}}{\text{km}}$$

Dónde:

$p$ : son las pérdidas trifásicas por Efecto Joule, (kW)

$I$ : es la corriente de fase, (A)

$R$ : es la Resistencia AC por fase, ( $\Omega/\text{km}$ )

$f$ : es el Factor de pérdidas

$$f = (0.3) \cdot q + (0.7) \cdot q^2$$

Dónde:

$q$ : Es el factor de carga, para cargas típicas residenciales, el valor es de 0,7

$$f = (0,3) \cdot 0,70 + (0,7) \cdot 0,70^2 = 0,553$$

### 3.3 Cálculo de la capacidad térmica del conductor

Para el cálculo de la capacidad térmica del conductor (ampacidad) se adoptará el ejemplo aplicado en la norma IEEE 738 (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013)

Los datos de entrada para el cálculo de capacidad térmica del conductor son los siguientes:

*Tabla 10 Datos de entrada para el cálculo de la capacidad térmica del conductor*

| Datos de entrada                                 |                             |
|--|-----------------------------|
| $V_w$ en m/s                                     | 0,61                        |
| $\epsilon$                                       | 0,80                        |
| $\alpha$   | 0,80                        |
| Temperatura máxima en °C                         | 40                          |
| Temperatura máxima admisible del conductor en °C | 100                         |
| $D_0$ en mm                                      | 28.14                       |
| $Z_1$ en °                                       | 90°                         |
| Latitud  | 30°N                        |
| $H_c$  | 11:00 am junio 10 (Día 161) |
| $R(25\text{ °C})$                                | 0,00007283 ohm/m            |
| $R(75\text{ °C})$                                | 0,0000868 ohm/m             |

---

|                                   |     |
|-----------------------------------|-----|
| Azimut de la línea (°)            | 90° |
| Numero día del año                | 161 |
| Ángulo del sol según la hora en ° | -15 |
| Altura del conductor en m         | 0   |

---

Valores tomados del ejemplo adoptado por la IEEE 738(Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013).

Dónde:

$V_w$ : Velocidad del viento.

$\epsilon$ : Emisividad.

$\alpha$ : Absorción solar.

$D_0$ : Diámetro del conductor.

$Z_1$ : Azimuth de la línea.

$H_c$ : Altitud solar.

### 3.3.1 Determinación de valores ambientales

$D_0$ : 28,10 mm

$T_s$ : 100°C

$T_a$ : 40°C

$T_{film}$ :  $\frac{100^\circ + 40^\circ}{2} = 70^\circ C$

$\rho_f$ : 1.283 kg/m<sup>3</sup>

$\mu_f$ : 1,86kg/m – s

$k_f$ : 0,02945 W/m °C

### 3.3.2 Pérdidas por convección natural

Las pérdidas por convección natural son calculadas de la siguiente manera:

$$q_{cn} = 3,645 \cdot \rho_f^{0,5} \cdot D_0^{0,75} \cdot (T_s - T_a)^{1,25}$$

$$q_{cn} = 3,645 \cdot 1,029^{0,5} \cdot 0,02814^{0,75} \cdot (100 - 40)^{1,25} = 45,4 \text{ W/m}$$

Cuando la velocidad de viento es mayor que cero y el viento es perpendicular al conductor, las pérdidas por convección forzada son calculadas de la siguiente manera, teniendo en cuenta que el factor  $K_{angle} = 1$ . Se aplica el cálculo de las dos ecuaciones y se escoge la mayor.

$$q_{c1} = K_{angle} \cdot [1,01 + 1,35 \cdot N_{Re}^{0,52}] \cdot k_f \cdot (T_s - T_a)$$

$$q_{c2} = K_{angle} \cdot 0,754 \cdot N_{Re}^{0,60} \cdot k_f \cdot (T_s - T_a)$$

Para el cálculo del número de Reynolds se aplica la siguiente formula:

$$N_{Re} = \frac{D_0 \cdot \rho_f \cdot V_w}{\mu_f} = \frac{0,0281 \cdot 1,029 \cdot 0,61}{2,043 \times 10^{-5}} = 865$$

$$q_{c1} = 1 \cdot [1,01 + 1,347 \cdot 865^{0,52}] \cdot 0,02945 \cdot (60) = 81,92 \text{ W/m}$$

$$q_{c2} = 0,754 \cdot 865^{0,60} \cdot 0,02945 \cdot 60 = 77,06 \text{ W/m}$$

Como lo dice la norma IEEE 738 se adopta el valor más alto, en este caso es  $q_{c1}$ .

### 3.3.3 Cálculo de las pérdidas por radiación

Para el cálculo de estas pérdidas se adopta la siguiente formula:

$$q_r = 17.8 \cdot D_0 \cdot \varepsilon \cdot \left[ \left( \frac{T_s + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \text{ W/m}$$

$$q_r = 17.8 \cdot 0,0284 \cdot 0,8 \cdot \left[ \left( \frac{373}{100} \right)^4 - \left( \frac{313}{100} \right)^4 \right] = 39,10 \text{ W/m}$$

### 3.3.4 Cálculo de calor ganado por el sol

Según los datos de entrada la latitud de la línea es  $30^\circ$  y va orientada de este a oeste. Se procede con el cálculo del azimut y la altitud del sol, para el este cálculo se tiene en cuenta lo siguiente:

Número del día del año: 161

La inclinación solar se calcula de la siguiente manera:

$$\delta = 23,46 \cdot \sin \left[ \frac{284 + 161}{365} \cdot 360 \right] = 23,0 \text{ grados}$$

Ya se tiene la inclinación solar y la latitud de donde se encuentra la línea, adicional a esto tenemos el ángulo del sol  $w$  según la hora que en este caso es 11:00 AM =  $-15^\circ$

$$H_c = \sinh[\cos(30) \cdot \cos(23) \cdot \cos(-15) + \sin(30) \cdot \sin(23)] = 74,8 \text{ grados}$$

### 3.3.5 Flujo total del calor solar

El flujo de calor solar se calcula de la siguiente manera:

- Primero se debe de tener que tipo de atmosfera se encuentra la línea, hay dos tipos de ambientes. El industrial y el limpio.

*Tabla 11 Coeficientes polinómicos para la intensidad del calor generado por el sol*

| Tipo de atmosfera | Valor adoptado |
|-------------------|----------------|
| Atmosfera limpia  |                |
| A                 | -42,23         |
| B                 | 63,80          |
| C                 | -1,92          |



|                      |                        |
|----------------------|------------------------|
| D                    | $3,469 \cdot 10^{-2}$  |
| E                    | $-3,611 \cdot 10^{-4}$ |
| F                    | $1,943 \cdot 10^{-6}$  |
| G                    | $-4,076 \cdot 10^{-9}$ |
| Atmosfera Industrial |                        |
| A                    | 53,18                  |
| B                    | 14,21                  |
| C                    | $6,613 \cdot 10^{-1}$  |
| D                    | $-3,165 \cdot 10^{-2}$ |
| E                    | $5,4654 \cdot 10^{-4}$ |
| F                    | $-4,34 \cdot 10^{-6}$  |
| G                    | $1,32 \cdot 10^{-8}$   |

Coefficientes adoptados por la IEEE 738 (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013).

Para efectos de este cálculo se tomará una atmosfera limpia.

Teniendo la altitud solar y los coeficientes de la atmosfera se tiene el flujo total del calor solar:

$$\begin{aligned}
 Q_s &= A + BH_C^2 + CH_C^2 + DH_C^3 + EH_C^4 + FH_C^5 + GH_C^6 \\
 Q_s &= -42,23 + 63,80(74,80)^2 + -1,92(74,80)^2 + 3,469 \cdot 10^{-2}(74,80)^3 + -3,611 \\
 &\quad \cdot 10^{-4}(74,80)^4 + 1,943 \cdot 10^{-6}(74,80)^5 + -4,076 \cdot 10^{-9}(74,80)^6 \\
 &= 1027w/m^2
 \end{aligned}$$

Para calcular la variable del azimut del sol se utiliza la siguiente ecuación:

$$Z_c = C + \tanh(x)$$

Donde x:

$$x = \frac{\sin(w)}{\sin(Lat) \cdot \cos(w) - \cos(Lat) \cdot \tan(\delta)}$$

$$x = \frac{\sin(-15)}{\sin(30) \cdot \cos(15) - \cos(30) \cdot \tan(23)} = -2,24$$

La constante del azimut del sol (en grados), va en función del ángulo del sol según la hora(w), el valor adoptado se escoge en la tabla 12:

*Tabla 12 Constantes del azimut del sol en función del ángulo del sol*

| Ángulo de la hora w en grados | C si x>0 gados | C si x < 0 grados |
|-------------------------------|----------------|-------------------|
| -180< w<0                     | 0              | 180               |
| 0< w<180                      | 180            | 360               |

Constante del azimut del sol adoptados por la IEEE 738 (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013).

Teniendo el valor de “x” que equivale a -2,24 y el valor de “w” (ángulo del sol según la hora) podemos escoger la constante del azimut del sol, en este caso sería 180 grados.

Procedemos a calcular el azimut del sol:

$$Z_c = 180 + \tanh(-2,24) = 114 \text{ grados}$$

El ángulo efectivo de incidencia de los rayos del sol con respecto al conductor se calcula de la siguiente manera:

$$q_s = \alpha \cdot Q_{se} \cdot \sin(\theta) \cdot A'$$

Dónde:

$$\theta = \cosh[\cos(H_c) \cdot \cos(Z_c - Z_1)]$$

$$\theta = \cosh[\cos(74,8) \cdot \cos(114 - 90)] = 76,10 \text{ grados}$$

$$q_s = 0,80 \cdot 1027 \cdot \sin(76,10) \cdot 0,02814 = 22,44 \text{ W/m}$$

### 3.3.6 Resistencia eléctrica a 100° c.

$$R(100) = R(25) + \left[ \frac{R(75) - R(25)}{75 - 25} \right] \cdot (100 - 25)$$

$$R(100) = 7,283 \cdot 10^{-5} + \left[ \frac{8,688 - 7,283}{50} \right] \cdot 10^{-5} \cdot 75 \Omega/m$$

$$R(100) = 9,390 \cdot 10^{-5} \cdot 75 \Omega/m$$

### 3.3.7 Resumen de resultados

$$q_c = 81,93 \text{ W/m}$$

$$q_r = 39,10 \text{ W/m}$$

$$q_s = 22,44 \text{ W/m}$$

$$R_{(100^\circ C)} = 9,390 \cdot 10^{-5} \Omega/m$$

Para el cálculo de la capacidad térmica del conductor en estado estacionario:

$$\sqrt{\frac{81,93 + 39,10 - 22,44}{9,390 \cdot 10^{-5}}} = 1025 \text{ A}$$

## 3.4 Cálculo de aislamiento

Para el cálculo del aislamiento de los aisladores y herrajes se utilizará el método de la IEC 60071-2 Application Guide (IEC: International Electrotechnical Commission, 1996).

### 3.4.1 Selección del nivel de contaminación

Según el área de influencia de la línea, el nivel de contaminación será el siguiente:

Tabla 13 Nivel de contaminación según IEC

| Nivel de<br>contaminación | Ejemplos de ambientes típicos  | Distancia de<br>fuga nominal<br>mínima mm/kV |
|---------------------------|--|--|
| IV Muy Fuerte             | - Áreas generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial, que producen depósitos conductores particularmente espesos.                | 31,0   |
|                           | - Áreas generalmente de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a la espuma del mar, o a vientos muy fuertes y vientos contaminantes provenientes del mar. |  |
|                           | - Áreas desiertas, caracterizadas por largos periodos sin lluvia, expuestas a vientos fuertes que transportan arena y sal y sometidas a condensación regular               |  |

Nivel de contaminación escogido según la IEC (IEC: International Electrotechnical Commission, 1996).

### 3.4.2 Selección del espaciamiento del aire

La función del espaciamiento del aire es para garantizar las sobretensiones tipo rayo, por ese motivo se determina a partir de la IEC 60071-2 (IEC: International Electrotechnical Commission, 1996).

Tabla 14 Distancia de soportabilidad ante sobretensiones tipo rayo

| Tensión nominal<br>Vn<br>kV(eficaz) | Tensión<br>asignada máxima<br>del equipo Um<br>kV (eficaz) | Tensión<br>soportada asignada<br>al impulso tipo<br>rayo Up<br>kV (pico) BIL | Separación<br>Mínima (mm) |
|-------------------------------------|--|--|---------------------------|
| 115                                 | 123  | 550  | 1100                      |

Distancia mínima según la IEC (IEC: International Electrotechnical Commission, 1996).

### 3.4.3 Determinación de la distancia de fuga

$$D_f = V_m \times k_f \times k_t$$

$$D_f = 123 \text{ kV} \times 1,0312 \times 1100 \text{ mm/kV} = 3931,8 \text{ mm}$$

### 3.4.4 Cálculo del CFO

$$CFO = \frac{BIL}{(1 - 1,3\sigma)}$$

$$CFO = \frac{550 \text{ kV}}{(1 - 1,3 \cdot 3\%)} = 572,32 \text{ kV}$$

### 3.4.5 Cálculo mecánico de aisladores y herrajes

$$R_{ins} = \frac{Q_{50}}{\varphi_N \cdot \varphi_S \cdot \varphi_Q \cdot \varphi_C}$$

$$R_{ins} = \frac{70,05 \text{ kN}}{0,98 \cdot 0,90 \cdot 1 \cdot 1}$$

Resistencia mínima para herrajes: **126,10 kN**; Resistencia mínima para el aislador: **79,43 Kn**

### 3.5 Cálculo de campos electromagnéticos

El cálculo de los campos electromagnéticos se hizo con base en la metodología de la EPRI (Electric Power Research Institute, 2005), a continuación se demostrará con un ejemplo el cálculo de los campos electromagnéticos.

*Tabla 15 Datos de entrada para el cálculo de los campos electromagnéticos*

| Datos de entrada                  |                      |
|-----------------------------------|----------------------|
| Tensión nominal en kV             | 115                  |
| Tensión máxima del sistema en kV  | 123                  |
| Potencia a transportar en MVA     | 100                  |
| Corriente de la línea en amperios | 469,39               |
| Conductor a utilizar              | ACSR 795 kcmil Drake |
| Diámetro del conductor en mm      | 28,13                |
| Coordenadas en x, y Fase 1 en m   | 3,50;22,00           |
| Coordenadas en x, y Fase 2 en m   | -3,50;20,00          |
| Coordenadas en x, y Fase 2 en m   | 3,50;18,00           |

Datos de entrada para el cálculo de campos electromagnéticos. Fuente Elaboración propia.

Para el cálculo de los campos electromagnéticos se toma el caso más crítico de acercamiento de fases con respecto al suelo, se tiene en cuenta el valor mínimo estipulado por la tabla 13,2 del RETIE (Ministerio de minas y Energía, 2013).

Los cálculos se hacen tomando un punto de 1 metro de altura sobre el nivel de suelo en la servidumbre.

### 3.5.1 Campos eléctricos

Los resultados de la intensidad del campo eléctrico son las siguientes:

$$\tilde{E}_x = \sum_k \tilde{E}_{kx} = 0,80 - 0,4318i \text{ V/m}$$

$$\tilde{E}_y = \sum_k \tilde{E}_{ky} = -70,59 - 50,92i \text{ V/m}$$

$$E_{rms} = 0,80 - 43178i + (-70,59 - 50,92i) \text{ V/m} = 80,33 \text{ V/m}$$

$$E_{rms} = 0,08 \text{ kV/m}$$

$$E_{max} = 0,28 \text{ kV/m}$$

Según lo establecido por el RETIE la intensidad de campo eléctrico mínima es de 8,3 kV/m, el cálculo de la intensidad de campo eléctrico máximo en este ejemplo es de 0,28 kV/m; por lo tanto, se está cumpliendo con el reglamento.

### 3.5.2 Campos magnéticos

Los componentes horizontal y vertical del campo magnético serán:

$$B_x = \sqrt{B_{rx}^2 + B_{ix}^2} = -0,38 - 0,55i \quad , \quad B_h = \sqrt{B_{rh}^2 + B_{ih}^2} = -0,37 + 0,16i$$

La densidad de flujo magnético resultante será:

$$B = 4 \cdot \pi \sqrt{B_x^2 + B_h^2} \cdot 0,10 = 0,99 \mu T$$

$$B_{max} = 1,99 \mu T$$

### **Conclusiones**

De acuerdo con la información recopilada se hicieron varias comparaciones para escoger la norma adecuada al alcance del proyecto, esto con el fin de determinar las condiciones y limitaciones del programa desarrollado.

Recopilada la información se determinaron los parámetros eléctricos para la selección del conductor, cabe recordar que la selección del conductor va en función de las pérdidas, regulación de tensión y de su capacidad térmica.

Realizar una aplicación donde se itera varias herramientas, en este caso Microsoft Excel y Visual Basic, aporta mucho a la solución del planteamiento del problema realizado al inicio del proyecto.

En cuanto al desarrollo de los cálculos eléctricos, hay muchos que se aplican para las líneas de transmisión, pero de acuerdo con la experiencia en nuestro pregrado y a las de ingenieros egresados que trabajan en esta área, se plantearon estos cálculos como prioritarios debido a su necesidad ya que estos se utilizan para hacer otros cálculos, un ejemplo de esto es el cálculo de coordinación aislamiento.

El cálculo de coordinación aislamiento en una línea de transmisión es una iteración de varios sistemas, se hace el cálculo de aislamiento para determinar el largo del aislador y luego se hace el cálculo de los ángulos de balanceo y su dimensionamiento eléctrico; después de tener los valores de los ángulos de balanceo para las estructuras, se procede a calcular la tasa de salida del apantallamiento. Como se puede entender en lo dicho anteriormente, tomamos como prioritario el cálculo del aislamiento como prioritario, debido a que si no se hace este proceso no se puede seguir en otros cálculos.



### Referencias

- ASCE: American Society of Civil Engineers. (2009). Guidelines for electrical transmission line Structural Loading.
- Cardona Correa, L. (2004). Guía de prácticas fenómenos transitorios electromagnéticos. *Universidad Nacional de Colombia*, 51–63. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/12042/25/70079817.2004.Parte5.pdf>
- CIGRÉ: International Council on Large Electric Systems. (2017). *Overhead Lines*.
- Commission, I. I. E. (2006). IEC 60071-1 Insulation Co-Ordination - Definitions, principles and rules.
- CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2005). Gestión del flujo de potencia reactiva.
- Electric Power Research Institute. (2005). EPRI AC Transmission Line Reference Book--200 kV and Above, Third Edition, 1–1074.
- F.W Peek. (1920). Dielectric Phenomena In High Voltage Engineering.
- Grainger, J., & Stevenson, W. J. (1996). Analisis de Sistemas de Potencia.
- ICONTEC. (2004). NTC 1340 -Electrotecnia. Tensiones Y Frecuencia Nominales En Sistemas De Energía Eléctrica En Redes de servicio Publico.
- IEC: International Electrotechnical Commission. (1996). IEC 60071-2 Insulation coordination Part 2: Application guide, 1(April).
- IEC: International Electrotechnical Commission. (2003). IEC 60826 Design criteria of overhead transmission lines.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2013). *Standard for Calculating the Current*

*Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors. IEEE Std 738-2012 (Revision of IEEE Std 738-2006 - Incorporates IEEE Std 738-2012 Cor 1-2013).*

<https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2013.6692858>

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2011a). Electrotecnia. herrajes y accesorios para redes y líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. grapas de retención (NTC 2973).

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2011b). Electrotecnia. herrajes y accesorios para redes y líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. grapas de suspensión (NTC 2772).

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2013). Herrajes y accesorios para redes y líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Eslabones y adaptadores (NTC 2995).

Lizana, J. M. M. (2014). Calculo de la capacidad de transmision de una linea electrica considerado efectos de ventilación.

Ministerio de minas y Energía. (2013). Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

Mujal, R. M. (2002). *Cálculo de líneas y redes eléctricas* (Primera Ed).

N, M., & O, S. (2003). *Elementos de Electromagnetismo* (Vol. 3ra Edició).

Osorio, N. M. (2006). Fenómeno Corona en Líneas Aéreas.

Samuel Ramirez. (2004). *Redes de Distribución de Energía*.

Velasco, J. A. M. (2008). *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*.